

Endbericht S24RES

Untersuchung der notwendigen Rahmenbedingungen zum wirtschaftlichen Einsatz für saisonale Speicher

Eisenstadt, 2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren:

Patricia Jasek, Markus Puchegger (Forschung Burgenland)

Evelyn Hummer, Johanna Ganglbauer, Robert Pratter (4ward Energy Research GmbH)

Isabella Kolb-Stögerer, Markus Kittinger, Ernst Reiterer (Reiterer und Scherling GmbH)

Christoph Loschan, Daniel Schwabeneder, Georg Lettner (Technische Universität Wien
– Energy Economics Group)

Gesamtumsetzung: Forschung Burgenland GmbH

Eisenstadt, 2023. Stand: 27. März 2024

Optionaler Disclaimer

Bei Bedarf ergänzen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an
empfaenger@bmk.gv.at.

Vorwort

In einer Zeit, in der der Klimawandel drängender wird und die Umstellung auf erneuerbare Energien entscheidender ist denn je, gewinnt die Suche nach effektiven Lösungen zur Bewältigung saisonaler Energieherausforderungen zunehmend an Bedeutung. Die vorliegende Arbeit ist nicht nur eine bloße Untersuchung von Energiesystemen, sondern ein wesentlicher Schritt hin zu einer nachhaltigen Zukunft. Mit Blick auf die stetig steigende Einspeisung erneuerbarer Energien wird durch die Analyse von saisonalen Speicherbewirtschaftungsstrategien und -technologien in einem vollständig von fossilen Brennstoffen unabhängigen Energiesystem der Grundstein für eine effiziente und zuverlässige Energieversorgung gelegt.

DI Patricia Jasek
Projektleiterin

Inhalt

Vorwort	3
1 Einleitung	5
1.1 Hintergrund.....	5
1.2 Aufgabenstellung.....	7
1.3 Schwerpunkte des Projektes	7
1.4 Verwendete Methoden	8
1.5 Aufbau der Arbeit	9
1.6 Datengrundlage	10
2 Inhaltliche Darstellung	12
2.1 Analyse Residuallast	12
2.2 Einsatzstrategien.....	16
2.3 Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	17
3 Ergebnisse und Empfehlungen	21
3.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Implementierungsstrategien	22
3.1.1 Batteriespeicher.....	22
3.1.2 Wärmespeicher.....	24
3.1.3 Wasserstoff.....	27
3.1.4 E-Fuels.....	33
3.2 Handlungsempfehlungen für den Abbau von Barrieren	35
3.2.1 Rechtlicher Rahmen und Regulierung	36
3.2.2 Finanzierung inkl. Förderungen	40
3.2.3 Markt.....	41
3.2.4 Technologieentwicklung.....	42
4 Fazit und Ausblick	43
Tabellenverzeichnis	47
Abbildungsverzeichnis	48
Literaturverzeichnis	49
Abkürzungen	51
5 Anhang	53

1 Einleitung

Die steigende Einspeisung von Erneuerbaren Energien führt zu einem saisonalen Problem: Sommerspitzen bei der Energieerzeugung stehen im Gegensatz zu den Fehlmengen im Winterhalbjahr. Das Projekt S²4RES hat zum Ziel, saisonale Speicherbewirtschaftungsstrategien und -technologien in einem vollständig von fossilen Brennstoffen unabhängigen Energiesystem zu analysieren. Durch eine detaillierte Analyse der Verbrauchsmuster und der Erzeugung von Wind- und Solarenergie, speziell im Burgenland, wurden Einsatzstrategien für saisonale Speicher entwickelt. Diese Strategien basieren auf einer Residuallastanalyse und wurden anhand der Energiedaten einer realen Modellregion evaluiert. Die Ergebnisse dieser Case Study zeigen, wie saisonale Energiespeicher in regionalen Energiesystemen effektiv genutzt werden können.

1.1 Hintergrund

Die österreichische Primärenergieerzeugung und der Energiemix werden zunehmend von erneuerbaren Energien geprägt. Zwischen 2005 und 2020 stieg die PV-Leistung jährlich um durchschnittlich 35 %, die Windleistung um 11,5 % und die Nutzung von Umgebungswärme um 8,2 %. Gleichzeitig sank der Anteil fossiler Energieträger wie Öl und Gas jährlich um 3,3 bzw. 4,9 %. 2019 wurde 77 % des Stroms in Österreich aus erneuerbaren Quellen erzeugt, bis 2030 soll diese Quote auf 100 % steigen, was nochmals eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus nach sich zieht. (Bundesministerium für Klimaschutz, 2022)

Da die bereits erwähnte Problematik der zeitlichen Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch auf allen Zeitskalen eine der größten Herausforderungen bei der Integration von erneuerbaren Energien in die bestehenden Energiesysteme darstellt, müssen zu deren Integration Flexibilitäten und Energiespeicher eingesetzt werden, die die Residuallast aufnehmen können und somit zeitlich Erzeugung und Verbrauch voneinander entkoppeln.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft die prognostizierten Residuallasten für 2030 für einen Zeitraum im Winter und Frühsommer. Es zeigt sich dabei bereits im Jahr 2030 bei Betrachtung von Residuallasten zwischen der Erzeugung von PV-Anlagen, Wind-, und Laufwasserkraft sowie des prognostizierten Verbrauchs sommerliche Überschüsse von 3,6 TWh, bei Fehlmengen im Winter von 20,4 TWh. Für das Jahr 2050 werden sommerliche Überschüsse von

13,7 TWh und winterliche Fehlmengen von 28 TWh prognostiziert. (Huneke, Perez Linkenheil, & Heidinger, 2019)

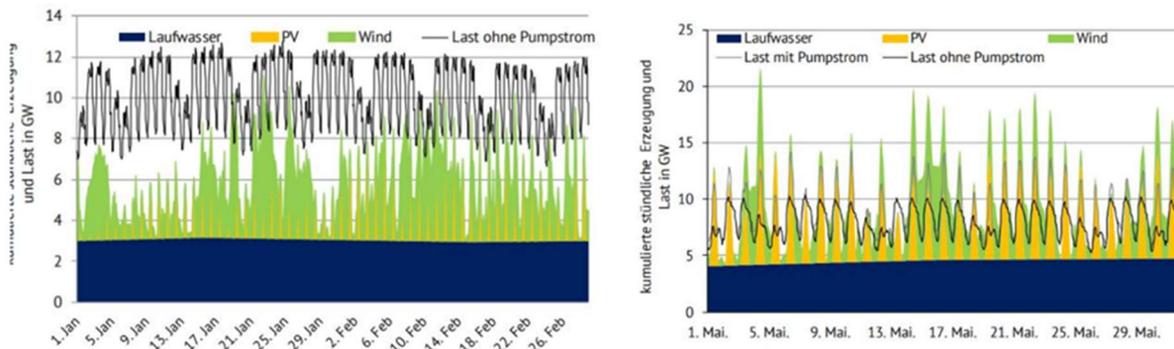


Abbildung 1: Residuallast 2030 in unterschiedlichen Monaten (Huneke, Perez Linkenheil, & Heidinger, 2019)

Aktuelle Rahmenbedingungen wie die Strombinnenmarktrichtlinie zielen darauf ab, rechtliche und wirtschaftliche Hemmnisse für den Einsatz von Speichertechnologien zu überwinden. Die Strombinnenmarktrichtlinie (Europäisches Parlament, 2019) 2019/944 sieht eine verbindliche Definition von Energiespeichersystemen vor. Damit sollen wirtschaftliche und rechtliche Hemmnisse für den Einsatz von Speichersystemen, wie sie insbesondere durch die anfallenden Letztverbraucherabgaben entstehen, beseitigt werden. Diese seien keine Verbraucher, sondern eben „nur“ Speicher und der Strom (bzw. die Energie) werde nicht verbraucht, sondern nur zwischengespeichert; der eigentliche Verbrauch des Stroms erfolge erst nach der Ausspeicherung. Ungeachtet dieser Forderung ist bislang u.a. in Österreich als auch in Deutschland (DENA, 2021) kein Formulierungsvorschlag in der nationalen Gesetzgebung bekannt. Eine trennscharfe, juristisch und energiewirtschaftlich tragfähige Definition, an der sich ein technisches Gerät eindeutig als Stromspeicher erkennen lässt, fehlt. Gemäß Artikel 2 Nr.59 der Strombinnenmarktrichtlinie bedeutet „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger. (Europäisches Parlament, 2019)

Die Marktlage zu Beginn des Projektes offenbarte eine starke wirtschaftliche Dynamik bei Erzeugungs- und Speichertechnologien. Die Entwicklungen bei den Strompreisen, die rasant angestiegen sind, haben die ökonomischen Rahmenbedingungen für diese Technologien

grundlegend verändert. Solange es also keine netzbedingten Abregelungen gibt, besteht ein hoher Anreiz, den erneuerbaren erzeugten Strom auch am Markt zu nutzen. Andererseits werden auch die Preis-Spreads immer größer, die für das Speichergeschäftsmodell "Arbitrage" genutzt werden können. Diese Spreads sind v.a. für Kurzzeitspeicher von Relevanz. Inwiefern die zukünftigen Preisentwicklungen und die zugehörigen Preisprofile für saisonale Speicherbewirtschaftung (Stichwort: strategische Reserve) kosteneffizient genutzt werden können, ist eine offene Forschungsfrage.

1.2 Aufgabenstellung

Das Projekt S²4RES sondierte Möglichkeiten zu Nutzung saisonaler Stromspeicher unterschiedlicher Technologien (inklusive Sektorkopplungsoptionen) unter den vorherrschenden Rahmenbedingungen wie sie im Osten Österreichs, speziell im Burgenland vorliegen. Dazu zählen ein bilanziell autarkes Elektrizitätssystem hauptsächlich basierend auf Windenergie und Photovoltaik, keine Möglichkeiten zur Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken und die vorhandene kleinstädtische bis ländliche Siedlungsstruktur, welche teilweise mit Nahwärmenetzen versorgt wird. Im Rahmen der Sondierung wurden auch die aktuellen regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen in die Betrachtungen einbezogen. Die Sondierung erfolgte aus technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Basierend auf der aktuellen Situation soll analysiert werden, welche energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen bzw. Marktmodelle notwendig sind, um Energiespeicher für die saisonale Speicherung allein bzw. die Speicherung in kombinierten zeitlichen Horizonten mit saisonaler Komponente attraktiv zu machen.

1.3 Schwerpunkte des Projektes

Das Projekt S²4RES hatte die folgenden Schwerpunkte im Fokus:

Die Entwicklung möglicher saisonaler Speicherbewirtschaftungsstrategien und -technologien stand im Mittelpunkt dieses Vorhabens. Dabei wurden im Dialog mit Entscheidungsträgern, Gesetzgebern und Stakeholdern sowohl Einzelbetriebsstrategien als auch Multi-Use-Konzepte betrachtet. Es wurden neue Marktmodelle für Speicherbewirtschaftungsstrategien evaluiert.

Des Weiteren wurde die Eignung verschiedener Speichertechnologien und Sektorkonzepte für die saisonale Speicherung von Energie untersucht. Dies geschah durch techno-ökonomische Modellierung der Speicher im Energiesystem anhand einer Case-Study für die Modellregion Burgenland. Es wurden Konzepte für die wirtschaftliche und technische Speicherintegration entwickelt sowie mathematische Speicher- und Marktmodelle erstellt oder angepasst.

Im Fokus stand auch Sensitivitätsanalysen unterschiedlicher regulatorischer und energie-wirtschaftlicher Parameter zur Erarbeitung notwendiger Rahmenbedingungen für saisonale Energiespeicher. Die Wechselwirkungen verschiedener Speichertechnologien und Einsatzstrategien wurden analysiert, um Handlungsempfehlungen für den Abbau von Barrieren und Implementierungsstrategien für zukünftige Umsetzungsprojekte abzuleiten.

Die Berücksichtigung unterschiedlicher Technologien für die saisonale Speicherung von Energie aus fluktuierender Stromerzeugung wurde im Sondierungsprojekt durchgeführt. Dazu gehörten großtechnische elektrochemische Speicher wie Redox-Flow-Systeme, Power-to-Gas-Applikationen, Power-to-Liquid-Applikationen sowie Power-to-Heat-Technologien.

1.4 Verwendete Methoden

Im Projekt kam durch die Kombination aus sozialwissenschaftlicher und technischer Expertise eine Vielzahl unterschiedlicher Methoden zum Einsatz.

- Co-Creation Design: Dies beinhaltete bilaterale Abstimmungen, Workshops und Einzelgespräche, um die Bedürfnisse und Perspektiven aller Stakeholder zu erfassen und gemeinsam Lösungen zu entwickeln.
- Recherchen hinsichtlich der Technologien: Es wurden umfangreiche Recherchen durchgeführt, um ein Verständnis für die verschiedenen verfügbaren Speichertechnologien zu erlangen und ihre Eignung für die saisonale Energiespeicherung zu bewerten.
- Datensammlung und -analyse: Es wurden Daten zu Energieerzeugung, -verbrauch gesammelt und analysiert, um fundierte Entscheidungen zu treffen und die Effektivität verschiedener Ansätze zu bewerten.
- Residuallastanalyse: Sowohl auf regionaler (Burgenland) als auch nationaler (Österreich) Ebene wurde eine Residuallastanalyse durchgeführt, um die

- Schwankungen in der Energieerzeugung und -nachfrage zu untersuchen und den Bedarf an saisonalen Energiespeichern zu bestimmen.
- Erstellung von Modellen für die Szenarioanalyse der vier Speichertechnologien: Es wurden Modelle entwickelt, um verschiedene Szenarien zu berechnen und die Leistungsfähigkeit von vier verschiedenen Speichertechnologien zu bewerten.
 - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung: Es wurde eine umfassende Analyse der wirtschaftlichen Aspekte durchgeführt, um die Rentabilität der verschiedenen Speicheroptionen zu bewerten.
 - Sensitivitätsanalyse: Unterschiedliche regulatorische und energiewirtschaftliche Parameter wurden analysiert, um die Auswirkungen von Veränderungen auf die Effektivität der Speicherlösungen zu verstehen.

1.5 Aufbau der Arbeit

Zum Erreichen der Projektziele wurde das Projekt in mehrere Phasen untergliedert, in denen sich auch die im Förderantrag definierten Arbeitspakete wiederfinden.

Zu Beginn des Projektes wurde die aktuelle Situation erhoben, indem ein Dialog mit Entscheidungsträgern, Gesetzgebern und Stakeholdern stattfand. Darauf aufbauend wurden verschiedene Einsatzstrategien entwickelt und neue Marktmodelle evaluiert. Diese erste Phase umfasste das Arbeitspaket 2 „Erhebung der aktuellen Situation“.

In Arbeitspaket 3 „Definition der passenden Speichertechnologien und Einsatzstrategie“ erfolgte, basierend auf der „Modellregion“ Burgenland und der dafür ermittelten Datengrundlage, eine technoökonomische Bewertungsanalyse für die konzipierten technischen Speicheroptionen.

In Arbeitspaket 4 „Empfehlungen für den Abbau von Barrieren und Ausarbeitung von Implementierungsstrategien“ wurde eine Potentialerhebung, der Dialog mit Entscheidungsträger:innen und die Entwicklung von Strategien zur Umsetzung der Lösungen entwickelt.

Sämtliche Projektphasen wurden von dem Arbeitspaket 1: „Projektmanagement“ begleitet.

1.6 Datengrundlage

Die Datengrundlage zur Untersuchung der Residuallast umfasst historische Verbrauchs- und Erzeugungsdaten sowie Prognosen für die Jahre 2030 und 2040. Die historischen Daten für Österreich wurden von der Austrian Power Grid (APG) bezogen, während für das Bundesland Burgenland zusätzliche Daten von der Burgenland Energie verwendet wurden. Die PV-Erzeugung im Burgenland wurde durch eine Simulation mit dem Programm „PV*Sol“ , basierend auf Wetterdaten der Netz Burgenland GmbH, evaluiert. Für die Fernwärmebedarfsprognose wurden Daten von der Burgenland Energie genutzt.

Für die Prognosen wurden das von der Energy Economics Group/TU Wien entwickelte Europäische Strommarktmodell „EDisOn“¹ und verschiedene Szenarien verwendet, die auf dem „TYNDP 2022“ (ENTSO-E and ENTSOG, 2022) und den nationalen Energie- und Klimaplänen basieren. Die Modelle berücksichtigen eine Vielzahl von Faktoren, darunter die Strom- und Wärmenachfrage, Kapazitätsgrenzen von Kraftwerken und Speichern sowie die thermische Kopplung von Kraftwerken. Die Prognosen für die Jahre 2030 und 2040/2050 wurden unter Berücksichtigung verschiedener Faktoren wie dem Ausbau von erneuerbaren Energien und dem Klimawandel erstellt. Die Auswirkungen des Klimawandels auf den Wärmebedarf im Burgenland wurden durch die Analyse von Forschungsprojekten ermittelt und in die Prognosen integriert.

Als Grundlage für die Fallstudien diente ein Windpark mit einer Leistung von 32 MW am Standort Neusiedl. Ergänzt wurden diese durch einen simulierten PV-Park mit gleicher Kapazität. Sämtliche Berechnungen beziehen sich auf diese beispielhaften Standortdaten und berücksichtigen sowohl Wind- als auch PV-Energie sowie hybride Anlagen.

Die Energieerzeugung in Neusiedl zeigt signifikante Unterschiede, die stark von den Jahreszeiten abhängen. Während die Windenergieerzeugung (vgl. Abbildung 2) in den Wintermonaten, insbesondere im Januar und Februar 2022, ihren Höhepunkt erreicht, ist die PV-Erzeugung (vgl. Abbildung 3) im Sommer am stärksten ausgeprägt. Beide Energiequellen weisen im November und Dezember 2022 niedrigere Erzeugungsraten aufgrund weniger günstiger Bedingungen für Wind- und Sonnenenergie auf.

¹ EDisOn (Electricity Dispatch Optimization) ist ein fundamentales Strommarktmodell, welches im Zuge des europäischen Projektes, genannt GridTech, in MATLAB entwickelt wurde.

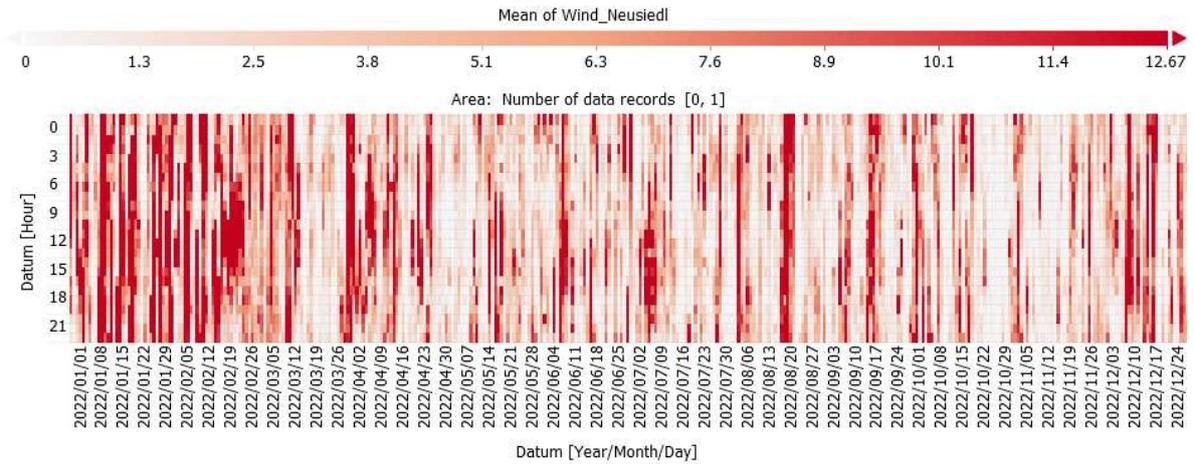


Abbildung 2: Winderzeugung 32 MW, Neusiedl, 2022

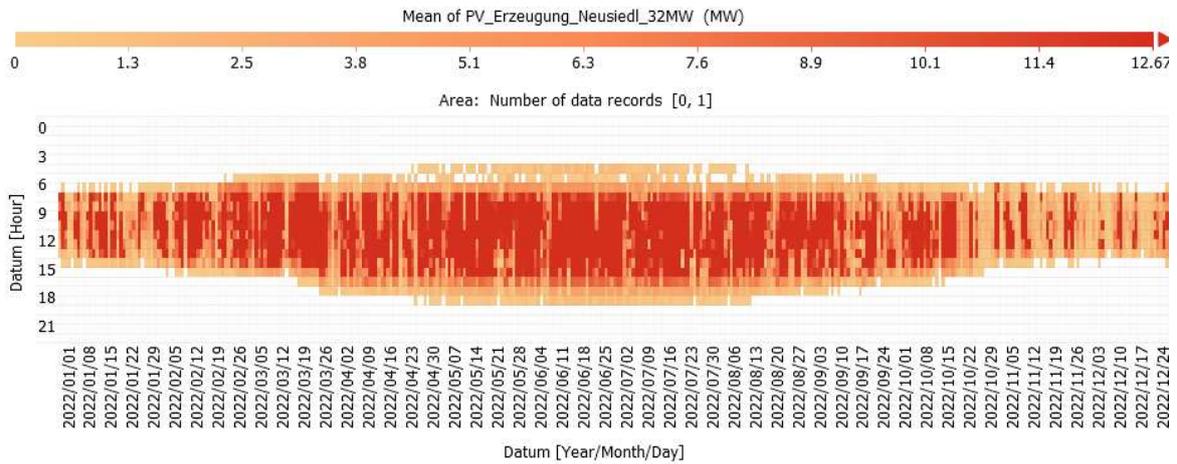


Abbildung 3: Simulierte PV-Erzeugung 32 MW, Neusiedl, 2022

Die Daten dieser Fallstudie basieren auf den tatsächlichen Bedingungen und der Energieerzeugung im Jahr 2022. Es wird jedoch betont, dass die Wetterbedingungen und Energieerzeugung in anderen Jahren variieren können. Trotz jährlicher Schwankungen ermöglichen die Analysen ein besseres Verständnis dafür, wie saisonale Speicher genutzt werden können, um die Verfügbarkeit erneuerbarer Energie zu maximieren und eine zuverlässige Versorgung zu gewährleisten.

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Analyse Residuallast

Die folgenden Untersuchungen und verschiedenen Abbildungen der Residuallast wurden mit Hilfe der Software „Visplore“² gemacht, einer grafischen Software zur Untersuchung großer multivariater Daten. Sie dienen zur Darstellung der Überschüsse und Defizite in der Stromversorgung von Österreich und dem Burgenland für die Jahre 2018, 2019, 2022, 2030, 2040/2050.

Abbildung 4 zeigt die Summenwerte der stündlichen Überschüsse und Unterdeckungen in Österreich für die genannten Jahre. Dabei werden Rottöne für Überschüsse und Blautöne für Unterdeckungen verwendet, wobei die Intensität der Farben die Ausprägung der Werte darstellt. Bis zum Jahr 2030 machen die Überschüsse lediglich einen kleinen Teil der Unterdeckungen aus, während sich dieser Trend bis 2040 umkehrt und die Überschüsse die Unterdeckungen übersteigen.

² [Visplore – Software for Visual Time Series Analysis](#)

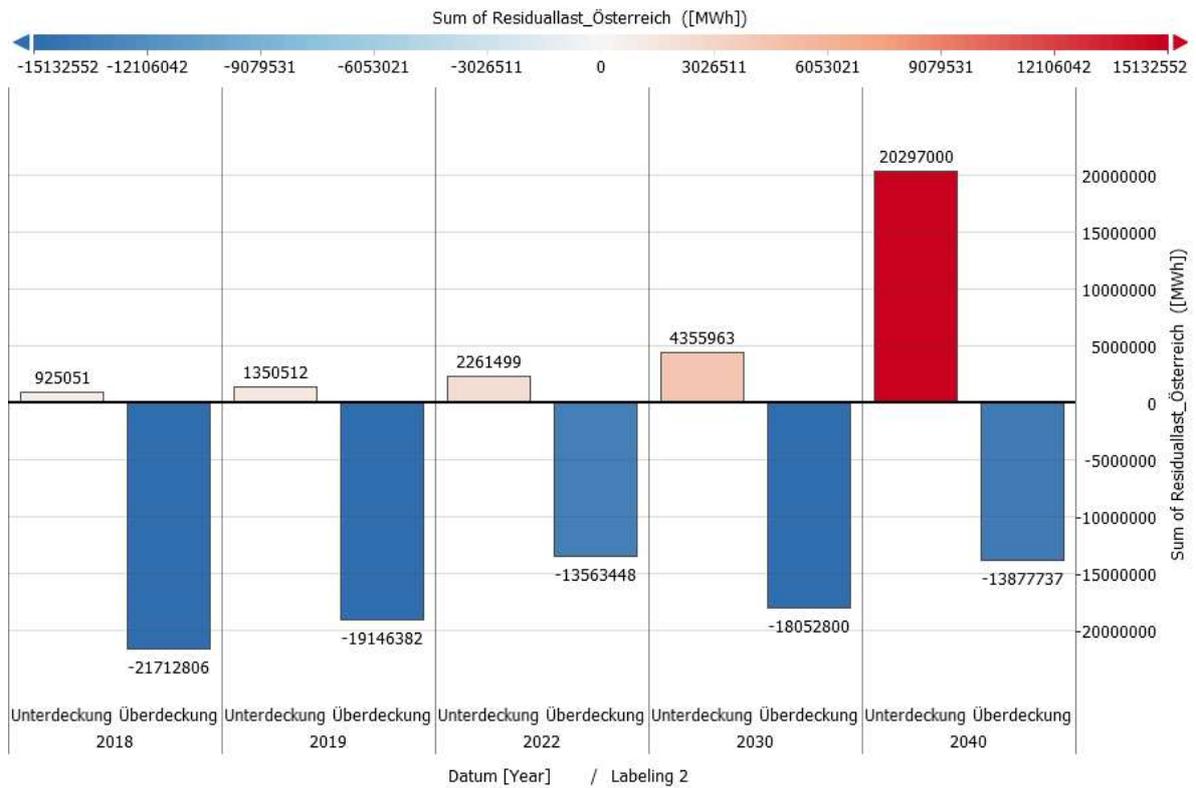


Abbildung 4: Jährliche Unterdeckung und Überdeckung in Österreich in den Jahren 2018, 2019, 2022, 2030, 2040 in MWh.

Für das Burgenland zeigt Abbildung 5 die Entwicklung über die Jahre 2018 bis 2040. Hier spielen die Überschüsse eine entscheidende Rolle, wobei sie bis 2040 die Unterdeckungen noch deutlicher übersteigen als in den Jahren 2018 bis 2022.

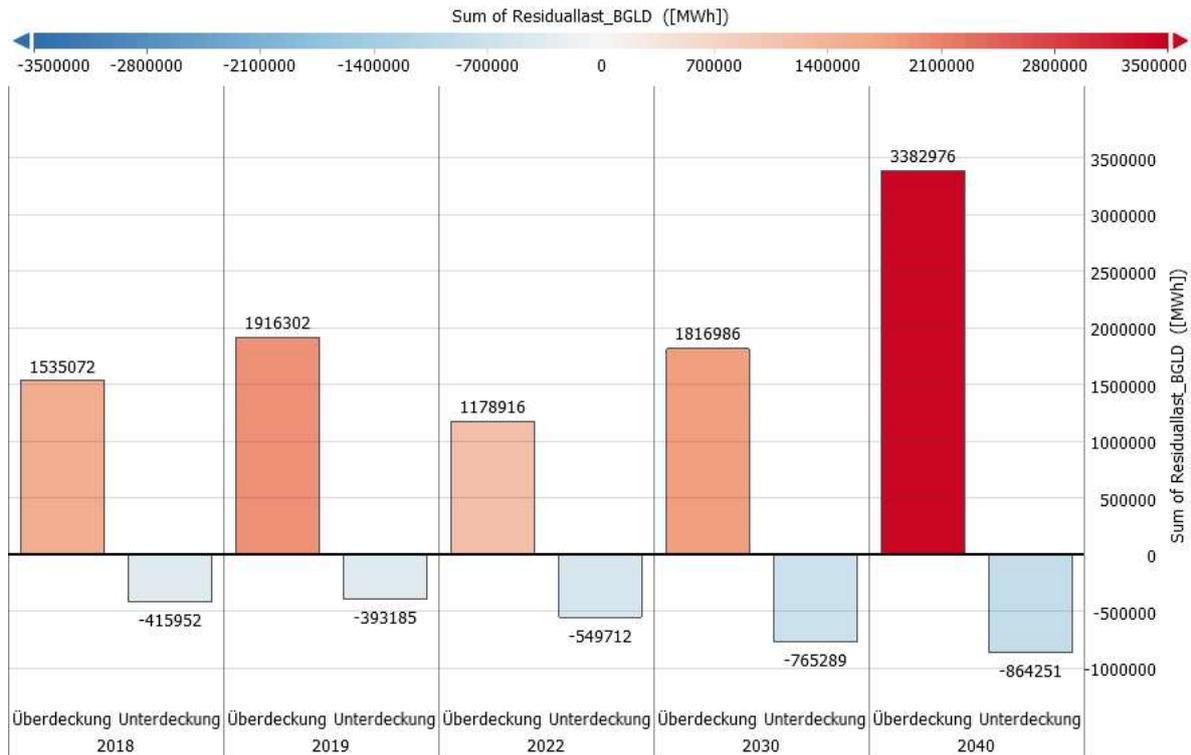


Abbildung 5: Jährliche Unterdeckung und Überdeckung in Burgenland in den Jahren 2018, 2019, 2022, 2030, 2040 in MWh.

Die HeatMaps in Abbildung 6 und Abbildung 7 bieten eine Analyse der monatlichen Residuallasten sowohl für Österreich als auch für das Burgenland. Rottöne kennzeichnen dabei positive Residuallasten, während Blautöne negative Residuallasten anzeigen. Für ganz Österreich zeigt sich im Jahr 2018 eine durchweg positive Residuallast, während im Jahr 2019 nur im sechsten Monat eine negative Residuallast auftritt. Im Jahr 2022 und 2030 sind negative Werte in bestimmten Monaten zu beobachten, während sie sich im Jahr 2040 über mehrere Monate erstrecken. Im Burgenland hingegen sind die Residuallasten überwiegend negativ, was auf die reichlich vorhandenen Windressourcen zurückzuführen ist. Lediglich in den Jahren 2022 und 2030 zeigt sich eine Ausnahme im Monat November mit positiven Werten.

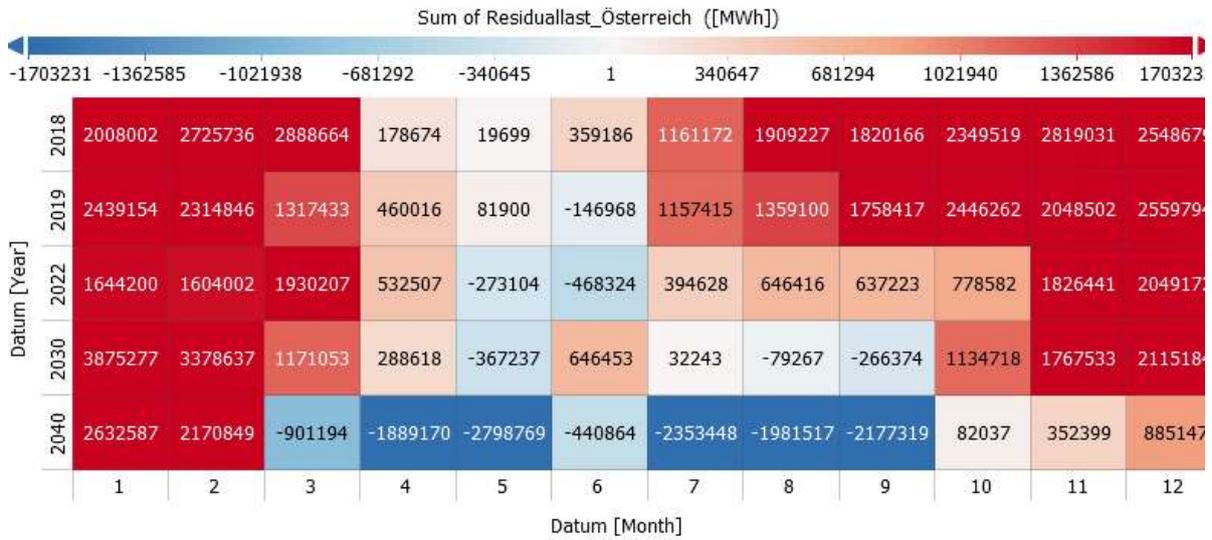


Abbildung 6: Analyse mittels HeatMap der Monatssummen der Residuallast Österreichs 2018, 2019, 2022, 2030, 2040

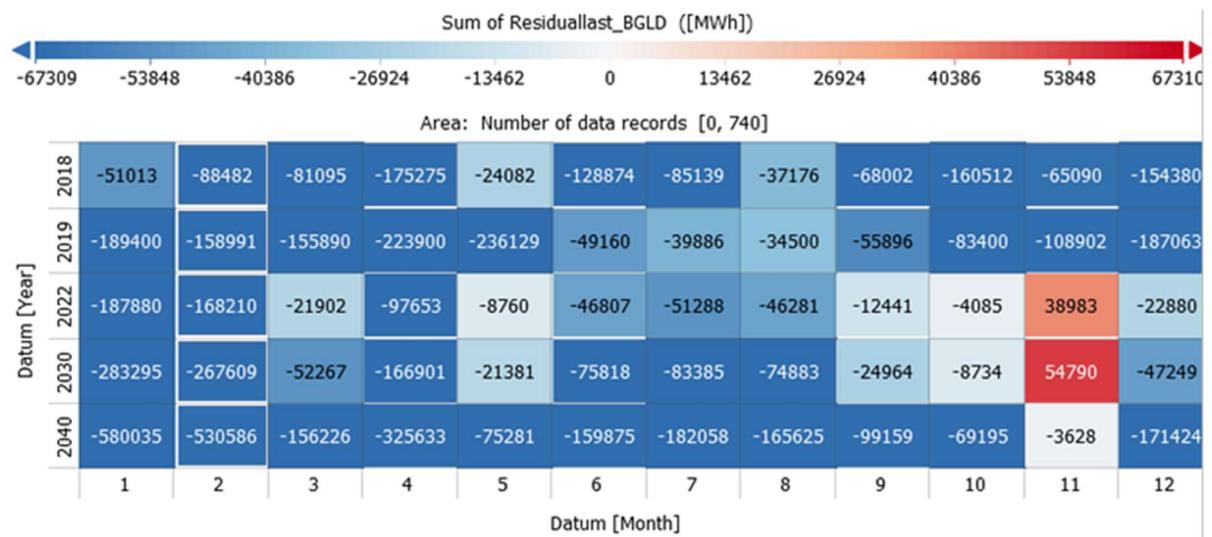


Abbildung 7: Analyse mittels HeatMap der Monatssummen der Residuallast Burgenlands 2018, 2019, 2022, 2030, 2040

Durch diese Analyse wird deutlich, dass alleine für die Eigenversorgung des Burgenlands generell keine langanhaltende saisonale Speicherung von Strom erforderlich ist, da die Region von kontinuierlichen Überschüssen aus der Windenergienutzung profitiert. Im Gegensatz dazu präsentiert sich die Stromversorgungslage im restlichen Österreich differenzierter und unterstreicht die Notwendigkeit von saisonalen Speichern auf nationaler Ebene.

2.2 Einsatzstrategien

Die Ergebnisse der Residuallastanalyse zeigen, dass es sinnvoll ist, Speicher-Einsatzstrategien im Burgenland weiter zu betrachten, die sich auf zwei zentrale Ziele konzentrieren:

- die technische Stromautarkie im Burgenland und
- die Integration in das nationale Energiesystem.

Betrachtet man nun die Integration in das nationale Energiesystem genauer, so ergeben sich zwei Szenarien, die jeweils unterschiedliche Strategien für den Umgang mit Überschussstrom aus dem Burgenland erfordern.

- **Szenario 1: Positive Residuallast von Österreich und negative Residuallast von Burgenland**

In Zeiten, in denen die Nachfrage nach Strom in ganz Österreich höher ist als die verfügbare Erzeugung aus erneuerbaren Quellen, spricht man von einer positiven Residuallast. Gleichzeitig hat das Burgenland beispielsweise dank seiner Windressourcen teilweise einen Überschuss an Strom, der nicht sofort benötigt wird. In einem solchen Szenario kann das Burgenland einen wertvollen Beitrag zur Stabilisierung des nationalen Elektrizitätssystems leisten, indem es seinen Überschussstrom in das nationale Stromnetz einspeist, um die positive Residuallast von Österreich auszugleichen.

- **Szenario 2: Negative Residuallast von Österreich und negative Residuallast von Burgenland**

In Zeiten, in denen sowohl das Burgenland als auch ganz Österreich eine negative Residuallast aufweisen, besteht die Möglichkeit, saisonale Speicher zu beladen, um den überschüssigen Strom langfristig zu speichern und in Zeiten hoher Nachfrage wieder freizusetzen. Dies

ermöglicht es, den überschüssigen Strom aus dem Burgenland effektiv zu nutzen und eine kontinuierliche Stromversorgung zu gewährleisten, selbst wenn die Nachfrage in beiden Regionen vorübergehend niedriger ist als die erzeugte Menge aus erneuerbaren Quellen.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wurden verschiedene Technologien im Zusammenhang mit den entwickelten Einsatzstrategien betrachtet. Abbildung 8 gibt einen Überblick über diese Technologien, die die Grundlage für die darauf aufbauenden Analysen und Ergebnisse bilden.

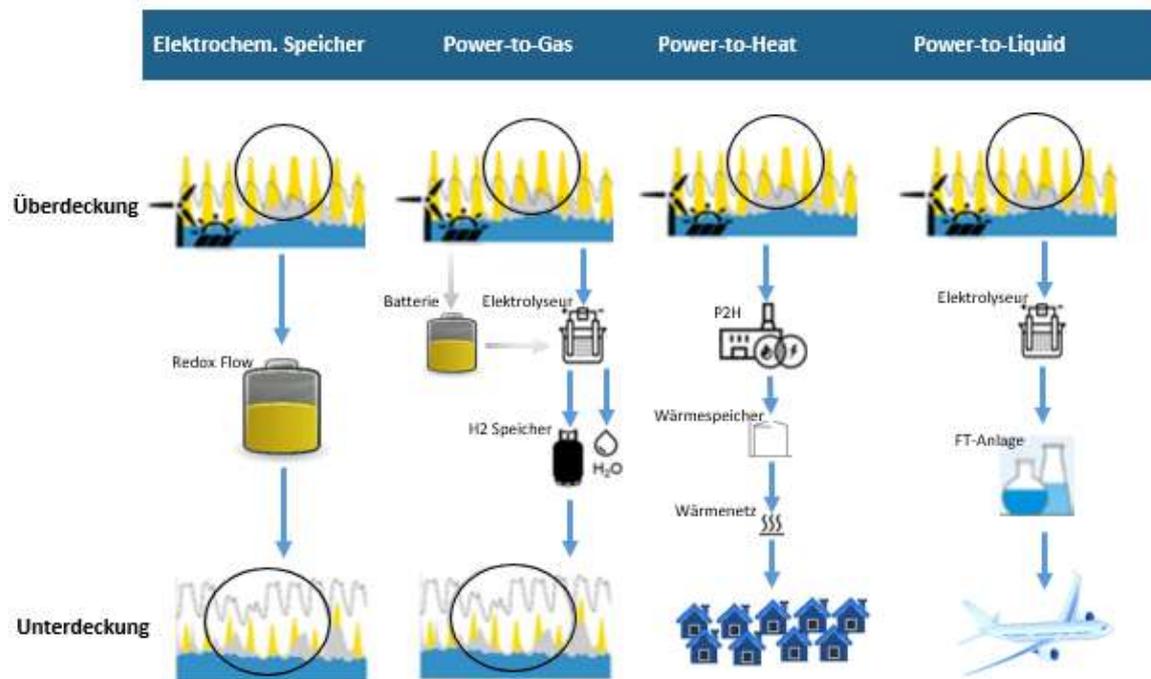


Abbildung 8: Betrachtete Technologien

2.3 Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

In einem spezifischen Kontext wurde für den Standort Neusiedl eine umfassende Analyse durchgeführt, um die Wirtschaftlichkeit saisonaler Speicheroptionen wie Batteriespeicher, Wasserstoff, Wärmespeicher und E-Fuels für das Burgenland zu bewerten. Auf dieser Grundlage erfolgte die Dimensionierung und eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Um eine Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Szenarien zu ermöglichen, wurden Basisvarianten mit den nachfolgenden Annahmen erstellt. Der Betrachtungszeitraum wurde dabei für alle Szenarien mit 20 Jahren festgelegt.

Kapitalkosten: Für die Berechnungen wurde angenommen, dass 30% der Investitionskosten durch Eigenkapital (EK), bei einer EK-Verzinsung von 4,5% und 70% der Investitionskosten durch Fremdkapital (FK), bei einer FK-Verzinsung von 4,24%³ aufgebracht werden. Es ergeben sich daher Weighted Average Capital Costs (WACC) in Höhe von 4,32%.

Stromgestehungskosten: Auf Basis von (Koste, 2021) wurden als Kosten für den Energieinput bei Eigenerzeugung die Stromgestehungskosten für Wind, Photovoltaik und einer Hybrid-Variante angenommen, wobei für die Hybridvariante der Mittelwert aus den Gestehungskosten für Wind und PV gebildet wurde, vgl. Tabelle 1.

Tabelle 1: Annahmen zu Stromgestehungskosten

		2022	2030	2050
Wind	[€/MWh]	80	60	40
PV	[€/MWh]	60	40	20
Hybrid	[€/MWh]	70	50	30

Herkunftsnachweise: Für die Basisvarianten werden konstante Preise für die Herkunftsnachweise für Strom und Wasserstoff auf Basis der Durchschnittspreise für Strom im Zeitraum Oktober 2022 – Juni 2023 (OeMAG, 2023) angenommen. Es wird mit einem Preis in Höhe von 5,67 €/MWh für alle Betrachtungszeiträume gerechnet. Für Wärme gibt es bisweilen keine Herkunftsnachweise.

CO₂-Preis: Für den CO₂-Preis wurde für das Jahr 2022 zum einen der im (NEHG, 2022) festgelegte Preis für nationale Emissionszertifikate herangezogen, sowie die Preisentwicklungen für Emissionsberechtigungen (EUA) aus dem EU-ETS System berücksichtigt. Der Preis wurde daher für 2022 mit 30 €/t CO₂ festgelegt. Die Annahmen für 2030 und 2050 wurden anhand einer Studie des IHS (Laa, Kimmich, Plank, & Weyerstraß, 2023) getroffen und für die Berechnungen mit 76° bzw. 250° €/t CO₂ Äquivalent angenommen.

³ <https://www.oenb.at/isaweb/report.do?report=2.10>; Mittelwert aus den Kreditzinssätzen für nichtfinanzielle Unternehmen – Kredite über 1 Mio Euro im Zeitraum 2022 – 2023

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand der Kapitalwertmethode. Die Annahmen hinsichtlich der Investitions- und Wartungskosten für die untersuchten Speichertechnologien sind der nachfolgender Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Annahmen zu Investitions- und Wartungskosten der Speichertechnologien

Szenarien			2022	2030	2050
BATTERIE					
Vanadium-Redox-Flow-Speicher	Investitionskosten	€/kWh	800	320	100
	Wartungskosten	% CAPEX	1,3	1,1	0,9
WASSERSTOFF					
Elektrolyseur	Investitionskosten	€/kWh	1.800	1.000	500
	Wartungskosten	€/kW	13	12	10
Brennstoffzelle	Investitionskosten	€/kW	2.000	1.500	1.200
	Wartungskosten	€/MWh_e	3	2	2
Druckspeicher	Investitionskosten	€/kg	1	0,8	0,6
	Wartungskosten	% CAPEX	2	2	2
WÄRMESPEICHER					
Wärmespeicher (Tank)	Investitionskosten	€/m ³	200	200	200
	Wartungskosten	% CAPEX	2	2	2
Wärmepumpe	Investitionskosten	€/kW	700	590	530
	Wartungskosten	% CAPEX	2	2	2
Solarthermie	Investitionskosten	€/m ²	500	500	500
	Wartungskosten	% CAPEX	2	2	2
E-FUELS *					
Fischer-Tropsch Anlage	Investitionskosten	€/kW_fuel	800	700	500
	Wartungskosten	% CAPEX	3	3	3
CO2 Gewinnung	Industrie	€/t CO2	130	100	50

* Annahmen Elektrolyseur und Brennstoffzelle wie in den Szenarien WASSERSTOFF

Sofern der Energieoutput in den Szenarien in der Form von elektrischem Strom erfolgt, werden die in der Simulation berechneten day-ahead Preise als Verkaufspreise angenommen (vgl. Abschnitt 3.1). Die angenommenen Preise für Wasserstoff, Wärme und E-Fuels sind in Tabelle 3 angegeben. Ebenso werden Erlöse aus Nebenprodukten wie Abwärme berücksichtigt.

Tabelle 3: Preise Energieoutput für 2022, 2030 und 2050

Preis Energieoutput		2022	2030	2050
Wasserstoff	€/MWh	200	180	130
Wärme	€/MWh	106	51	52
E-Kerosin	€/Liter	4,0	3,0	1,8

Ausgehend von den Basisvarianten wurden Parameteranalysen der unterschiedlichen Einflussfaktoren durchgeführt. Es erfolgt eine qualitative und sofern möglich quantitative Bewertung des Einflusses unterschiedlicher Parameter auf die Wirtschaftlichkeit und die Implementierung ausgewählter Einsatzszenarien der jeweiligen Speichertechnologien. Dabei wurden die aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen mit in die Betrachtungen einbezogen.

3 Ergebnisse und Empfehlungen

Die Auswertung der Szenario-Berechnungen für den Einsatz saisonaler Speichertechnologien konzentrierte sich auf die Beantwortung folgender zentraler Aspekte:

- **Auswirkungen der verwendeten Einsatzstrategien**

Für den Einsatz der Speicher wurden verschiedene Einsatzstrategien entwickelt, die sich hinsichtlich der Zeitpunkte für den Lade- und Entladebetrieb unterscheiden. Daraus resultieren unterschiedliche Ergebnisse bezüglich der notwendigen Speicherkapazität und der Leistungen für den Lade- und Entladebetrieb sowie unterschiedliche Kosten.

- **Auswirkungen der verwendeten Speichertechnologien**

Die Arbeit konzentriert sich auf verschiedene Technologien für die saisonale Speicherung von Energie im Burgenland, darunter Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher, Wärmespeicher und die Herstellung von E-Fuels. Diese Technologien variieren hinsichtlich des Speichermediums, der grundlegenden Methode der Energiespeicherung und vor allem ihrer Wirkungsgrade. Die Szenarioberechnungen analysieren, wie sich die unterschiedlichen Wirkungsgrade auf den Bedarf an Speicherkapazität auswirken.

- **Auswirkungen der Speicherparameter**

Mittels der Berechnungen in den verschiedenen Szenarien konnten grundlegende Erkenntnisse über die Effekte und Auswirkungen unterschiedlicher Parameter der Speichersysteme gewonnen werden. Diese Parameter umfassen die Speicherkapazität, die Lade- und Entladeleistung sowie gegebenenfalls die Verluste im Speicherprozess. Es wurde analysiert, wie sich die verschiedenen Szenarien auf diese entscheidenden Speicherparameter auswirken.

- **Auswirkungen der erneuerbaren Energieerzeuger auf die benötigte Speicherkapazität**

Da die verschiedenen erneuerbaren Energieerzeuger unterschiedliche Eigenschaften in Bezug auf ihre Energieerzeugung aufweisen, ist es von entscheidender Bedeutung, zu untersuchen, welche Auswirkungen die Verwendung von Windkraftanlagen im Vergleich zu Photovoltaikanlagen hat, sowie wie sich eine Kombination verschiedener erneuerbarer Energiequellen auf den Bedarf an Speicherkapazität auswirkt. Es wurden die Wechselwirkungen und Effekte dieser verschiedenen erneuerbaren Energieerzeuger genauer beleuchtet.

- **Wirtschaftlichkeit der Speichertechnologien bei Einsatz als saisonaler Speicher**

Zusätzlich zur technischen Eignung wurde im Projekt auch die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Speichertechnologien beim Einsatz als saisonaler Speicher untersucht. Die Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit wurden ermittelt und auf Basis dessen Parameterstudien durchgeführt, um aufzuzeigen unter welchen Rahmenbedingungen die unterschiedlichen Technologien wirtschaftlich einsetzbar sind. Außerdem wurden konkrete Implementierungsstrategien entwickelt.

3.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Implementierungsstrategien

In diesem Kapitel werden die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der unterschiedlichen Speichertechnologien sowie die davon abgeleiteten Implementierungsstrategien beschrieben. Weitere Details zu den wirtschaftlichen Analysen finden sich im Anhang.

3.1.1 Batteriespeicher

Die Batteriespeichergrößen wurden für verschiedene Szenarien und Jahre (Jahr der Inbetriebnahme) berechnet. Im Szenario "Aufnehmen der gesamten erneuerbaren Erzeugung" wurden die Batteriespeicher so dimensioniert, dass sie die gesamte erzeugte erneuerbare Energie aus Wind- oder Photovoltaikanlagen aufnehmen können. Die Berechnungen wurden unter Berücksichtigung verschiedener Lade- und Entladestrategien sowie Wirkungsgrade für die Jahre 2022, 2030 und 2040 durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen die benötigten Speichergrößen, um die positive Residuallast zu vermeiden und somit die Netzstabilität zu gewährleisten. Für die Jahre 2022, 2030 und 2040 wurden die Tabelle 4 in dargestellten Speichergrößen ermittelt.

Tabelle 4: Erforderliche Speichergröße sowie damit vermiedene Residuallast, Burgenland

Jahr	Energiequelle	Speichergröße (MWh)	Vermiedene pos. Residuallast (MWh)
2022	Wind	1.105	30.231
	Photovoltaik	440	16.834
	Hybrid	1.466	46.894
2030	Wind	519	8.679
	PV	708	16.918
	Hybrid	1.287	25.588
2040	Wind	657	16.683
	PV	960	29.319
	Hybrid	1.615	46.030

Ein weiteres Szenario "Vermeidung der positiven Residuallast des Burgenlands" zielt darauf ab, einen Speicher zu dimensionieren, der nicht primär darauf abzielt, überschüssige Energie aufzunehmen, sondern darauf ausgelegt ist, die kontinuierliche Deckung des Energiebedarfs im Burgenland sicherzustellen. Die Dimensionierung basiert auf den Schwankungen der Residuallasten im Burgenland, insbesondere während der ersten beiden Maiwochen des Jahres 2022, die eine große zusammenhängende Unterdeckung aufwiesen.

Tabelle 5 zeigt die berechneten Speichergrößen in MWh für die Jahre 2022, 2030 und 2040 für Wind-, PV- und Hybrid-Energieerzeugungsanlagen im Burgenland. Die Berechnungen basieren auf den spezifischen Anforderungen der ersten beiden Maiwochen des Jahres 2022.

Tabelle 5: Speichergröße in MWh, Burgenland Mai 2022

Erzeugungsart / Jahr 2022	2030	2040	
Wind	7.364	7.629	7.007
PV	5.776	5.847	5.219
Hybrid	5.324	5.355	4.714

Abbildung 9 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für alle Batterieszenarien für das Jahr 2022. Aus den Abbildungen geht klar hervor, dass der Einsatz eines Batteriespeichers, unter den getroffenen Annahmen, trotz Berücksichtigung einer Investitionsförderung in Höhe von 30 %, für keines der Szenarien wirtschaftlich ist. Dies trifft auch für die Jahre 2030 und 2050 zu. Für diese Betrachtungszeiträume kann,

auch bei Variation unterschiedlicher Parameter, u.a. die Annahme einer 100%-igen Investitionsförderung, kein positiver Kapitalwert nach 20 Jahren erzielt werden.

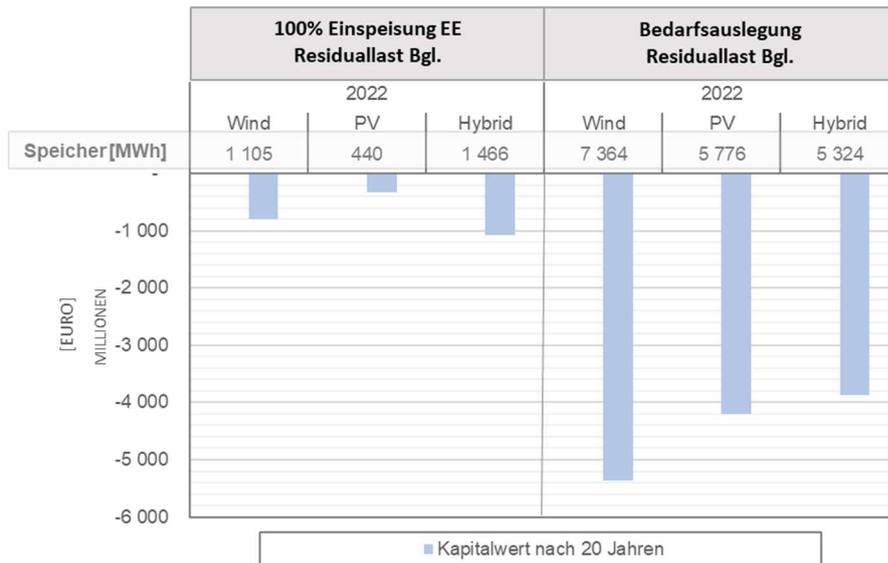


Abbildung 9: Überblick Ergebnisse Batteriespeicherszenarien Szenarien 2022

Die Größe der Batterie ist von zentraler Bedeutung, da sie die Wirtschaftlichkeit des Systems maßgeblich beeinträchtigt. Aufgrund der erforderlichen Speicherkapazitäten, die anhand der Simulationen berechnet wurden und den dadurch entstehenden hohen Investitionskosten, ist der Einsatz von Batteriespeichern als alleinstehende Maßnahme zur saisonalen Stromspeicherung im Burgenland nicht wirtschaftlich darstellbar. Für eine etwaige Realisierung sind daher zum einen eine sorgfältige Analyse und Anpassung der Speichergröße erforderlich, um den tatsächlichen Bedarf in verschiedenen Situationen effizient zu decken.

3.1.2 Wärmespeicher

Die Fallstudie konzentriert sich auf die Rolle von Wärmespeichern bei der saisonalen Speicherung von Wärme. Berechnet wurden wiederum die Jahre 2022, 2030 und 2040/2050, um die optimale Größe und Konfiguration eines Wärmespeichers beispielhaft für die Stadt Neusiedl zu ermitteln. Dabei wurden verschiedene Szenarien und Parameter berücksichtigt, darunter das Lastprofil der Fernwärme Neusiedl mit einem Gesamtwärmebedarf von 12.476 MWh pro Jahr sowie Ertragssimulationen für verschiedene Solarthermie-, Wind-, PV- und Hybridanlagen. Ebenso wurden Prognosen für den Wärmebedarf für die Jahre 2030 und 2050 erstellt, wobei der Einfluss des Klimawandels auf den Energiebedarf berücksich-

tigt wurde. Es wird eine signifikante Reduzierung des Energiebedarfs in den kälteren Monaten festgestellt, was auf verbesserte Energieeffizienz und veränderte Wetterbedingungen zurückzuführen ist. Eine Fallstudie untersucht die Integration von Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern für verschiedene erneuerbare Energiequellen wie Wind-, PV- oder Hybridanlagen. Dabei werden die Energieerzeugung der Parks und der entsprechende monatliche Wärmebedarf gegenübergestellt. Die nachfolgenden Abbildung 10 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für alle Szenarien, die auf dem Einsatz eines saisonalen, thermischen Tank-Wärmespeichers beruhen. Die erforderlichen Speichergrößen wurden dabei unter Berücksichtigung von Wärmeverlusten von 10% pro Jahr, einem Wirkungsgrad beim Entladen von 95% und einem COP der Wärmepumpe von 2 berechnet.

Aus der Abbildung geht hervor, dass der Einsatz dieser saisonalen Tankspeicher unter den getroffenen Annahmen, trotz Berücksichtigung einer Investitionsförderung in Höhe von 30 %, für keines der Szenarien heute (2022), 2030 und 2050 wirtschaftlich ist.

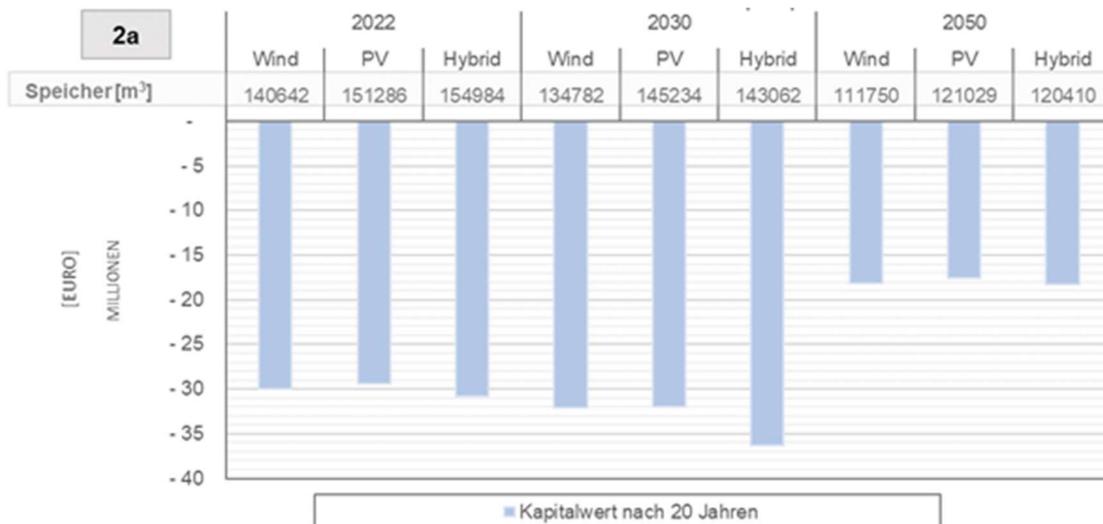


Abbildung 10: Überblick Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsberechnungen für das Szenario Wärmepumpe und saisonaler Wärmespeicher (2022, 2030 und 2050)

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen zeigen, dass die Umsetzung von saisonalen Hochtemperatur- Wärmespeichern mit einem Gesamtvolumen von 100.000 – 150.000m³, das notwen-

dig ist, um einen vollständigen saisonalen Ausgleich in Neusiedl zu erzielen, unter den angenommenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich sind. Es wurde angenommen, dass es sich bei den Wärmespeichern um mehrere konventionelle Pufferspeicher handelt, die im Frühjahr und Sommer mit Wärmepumpen gespeist werden. Aufgrund der hohen Speichertemperatur wurde für die Wärmepumpen ein COP von zwei angenommen. Für niedrigere Vorlauftemperaturen bei Niedertemperaturspeichern ergeben sich bei Wärmepumpen COPs von größer vier, was natürlich auch auf die Wirtschaftlichkeit positive Auswirkungen hat, wenn ein Bedarf an Niedertemperaturwärme in Standortnähe vorhanden ist. Außerdem gilt es zu betonen, dass sich durch kleinere Anlagen oder alternative Speichertechnologien (Stichwort Erdbeckenspeicher) durchaus positivere wirtschaftliche Ergebnisse erzielen lassen können. Durchgeführte Parametervariationen einzelner Einflussfaktoren zeigen, dass einzelne Maßnahmen zwar dazu beitragen die Umsetzung von saisonalen Wärmespeichern unter den angenommenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich lukrativer zu machen, ein Durchbruch zur Umsetzbarkeit ergibt sich aber erst durch ein Maßnahmenpaket, also einer Kombination aus mehreren günstigen Einflüssen. Um ein Beispiel dafür zu zeigen, wurden für das Szenario 2030 mehrere Parameter simultan angepasst (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Implementierungsstrategie Wärmespeicher Power-to-Heat Anwendung

	Basiswert (2030)	Variante (2030)
Speichertechnologie (Wärme)	Tankspeicher	Erdbodenspeicher
Investitionsförderung	30 %	60 %
CO2-Preis	76 €/t	150 €/t
Herkunftsnachweise erneuerbarer Wärme	0 €/MWh	15 €/MWh
Preis für Wärme	51 €/MWh	51 €/MWh
Wartungskosten in % auf CAPEX	2 %	0,1 %
Kapitalwert nach 20 Jahren	- 31 984 508 €	2 908 698 €
Jährliches Betriebsergebnis	-2 348 165 €	41 600 €

Dieses Beispiel soll zeigen, dass die Implementierung eines saisonalen Wärmespeichers mit Wärmepumpe 2030 durchaus wirtschaftlich werden kann, wenn einerseits die preisgünstigste Technologie, in diesem Fall ein Erdwärmespeicher gewählt wird und andererseits der Betrieb sehr effizient gestaltet wird und die Wartungskosten dementsprechend gering ausfallen. Zusätzlich sollte eine entsprechende staatliche Unterstützung bereitgestellt werden

(Annahme: 60 % Investitionsförderung). Auch eine Annäherung des CO₂ Preises an die tatsächlichen Kosten, die durch schädliche Folgen der Emissionen entstehen und die Einführung von Zertifikaten für erneuerbare Wärme tragen zur Wirtschaftlichkeit des Systems bei.

3.1.3 Wasserstoff

In den Analysen wurden verschiedene Szenarien betrachtet, die den potenziellen Einsatz eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion am Standort Neusiedl in Verbindung mit einem Wind-, PV-Park oder einer Hybridanlage umfassen:

- **Kontinuierliche Wasserstoffproduktion über das Jahr hinweg**

In diesem Szenario wird die Möglichkeit der ganzjährigen Wasserstoffproduktion untersucht. Dabei wird die gesamt erzeugte erneuerbare Energie verwendet, um Wasserstoff kontinuierlich zu produzieren, d.h. es erfolgt eine gleichmäßige Produktion über das gesamte Jahr hinweg, unabhängig von saisonalen Schwankungen der Erzeugung.

- **Saisonale Wasserstoffproduktion gemäß erarbeiteter Einsatzstrategien**

Das zweite Szenario orientiert sich an bereits erarbeiteten und beschriebenen Einsatzstrategien zur saisonalen Wasserstoffproduktion. Dabei wird die Wasserstoffproduktion abhängig von verschiedenen Faktoren wie der Residuallast und der erzeugten erneuerbaren Energie gesteuert. Der Wasserstoff wird in Zeiten negativer Residuallast und überschüssiger erneuerbarer Energie erzeugt, während die Erzeugung bei positiver Residuallast reduziert oder eingestellt wird.

- **Integration eines Batteriespeichers zur Effizienzsteigerung**

Ein weiteres betrachtetes Szenario beinhaltet die Integration eines Batteriespeichers, um die Volllaststunden des Elektrolyseurs zu erhöhen. Der Fokus liegt darauf, den Batteriespeicher so zu dimensionieren, dass die Volllaststunden um einen bestimmten Prozentsatz gesteigert werden. Ziel ist es, die Effizienz der Wasserstoffproduktion durch die Speicherung überschüssiger Energie zu verbessern und sie in Zeiten geringerer Erzeugung oder hoher Nachfrage nutzbar zu machen.

- **Integration einer Brennstoffzelle zur Rückverstromung bei negativer Residuallast**

Ein weiteres betrachtetes Szenario führte die Einbeziehung einer Brennstoffzelle in die Analyse ein. Dabei lag der Fokus darauf, das Potenzial der Stromrückverstromung von Wasserstoff zu untersuchen. Hierbei wurden die day-ahead-Preise für das gesamte Jahr berücksichtigt und mit den Preisen während der Entladezeiten verglichen, insbesondere in den

Monaten, in denen keine Wasserstoffproduktion stattfand. Dieses Szenario befasste sich ausschließlich mit einer wirtschaftlichen Betrachtung.

Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung

Tabelle 7 gibt Einblicke in die Simulationsergebnisse für den ganzjährigen und saisonalen Betrieb eines Elektrolyseurs für die Jahre 2022, 2030 und 2040/2050.

Tabelle 7: Wasserstoffproduktion in den Jahren 2022, 2030, 2040 Elektrolyseur

Jahr	Betrieb	Anlage	Energieinput (MWh/a)	Produzierte Menge (MWh/a)	Volllaststunden (h/a)
2022	ganzjährig	Wind	44.283	26.055	2.606
		PV	42.197	19.969	1.997
		Hybrid	86.480	39.576	3.958
2022/2030	saisonal	Wind	14.412	9.251	925
		PV	24.056	11.037	1.104
		Hybrid	38.468	17.405	1.740
2040	saisonal	Wind	22.223	14.134	1.413
		PV	32.937	15.000	1.500
		Hybrid	55.160	24.696	2.470

Die hierbei betrachteten Szenarien weisen die vielversprechendsten Ergebnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit aller betrachteten Speicherszenarien auf. So lässt sich unter den getroffenen Annahmen für einzelne Szenarien bereits ein positiver Kapitalwert nach 20 Jahren Betriebszeit darstellen. Hierbei muss allerdings berücksichtigt werden, dass bei den Szenarien etwaige Verluste beim Weitertransport bzw. die Nutzbarmachung des erzeugten Wasserstoffs für die unterschiedlichen Anwendungsfälle nicht berücksichtigt wurden. Dagegen muss für die Ausarbeitung von Realisierungsstrategien der unterschiedlichen Use Cases eine zusätzliche Betrachtung erfolgen. Die nachfolgenden Grafiken geben einen Überblick der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für die unterschiedlichen Wasserstoffszenerarien für 2022.

Abbildung 11 zeigt einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Wasserstoff bei Nutzung des Wind-, PV- oder Hybridparks und den jeweiligen Volllaststunden des Elektrolyseurs unter der Annahme, dass der Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist werden

kann. Die anfallenden Netzgebühren für die Nutzung des Gasnetzes finden in den Berechnungen Berücksichtigung. Bestehende Anforderungen zur Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz in Bezug auf Druckniveau, Mengengrenzung etc. bleiben bei der Betrachtung allerdings unberücksichtigt.

Bei den Szenarien mit Einspeisung in das Gasnetz (derzeit „Blending“) muss allerdings beachtet werden, dass sich der Preis für grünen Wasserstoff im Fall eines Blendings aktuell durch den Erdgaspreis ergibt und damit signifikant unter dem angenommenen Wasserstoffverkaufspreis liegt. Die Entwicklung der Preispfade für Wasserstoff sind noch mit großer Unsicherheit behaftet, grundsätzlich wird aber von sinkenden Preisen bis 2050 ausgegangen (Wietschel, Weißenburger, Rehfeldt, Lux, & Zheng, 2023). Für das betrachtete Szenario kann 2022, bei Berücksichtigung einer Investitionsförderung in Höhe von 30 %, aber ohne Änderung weiterer Parameter, bis zu einem Wasserstoffpreis in Höhe von 171,7 €/MWh, ein positiver Kapitalwert nach 20 Jahren erzielt werden. Im Jahr 2030 ist der Kapitalwert nach 20 Jahren bis zu einem Wasserstoffpreis von 94,9 €/MWh positiv.

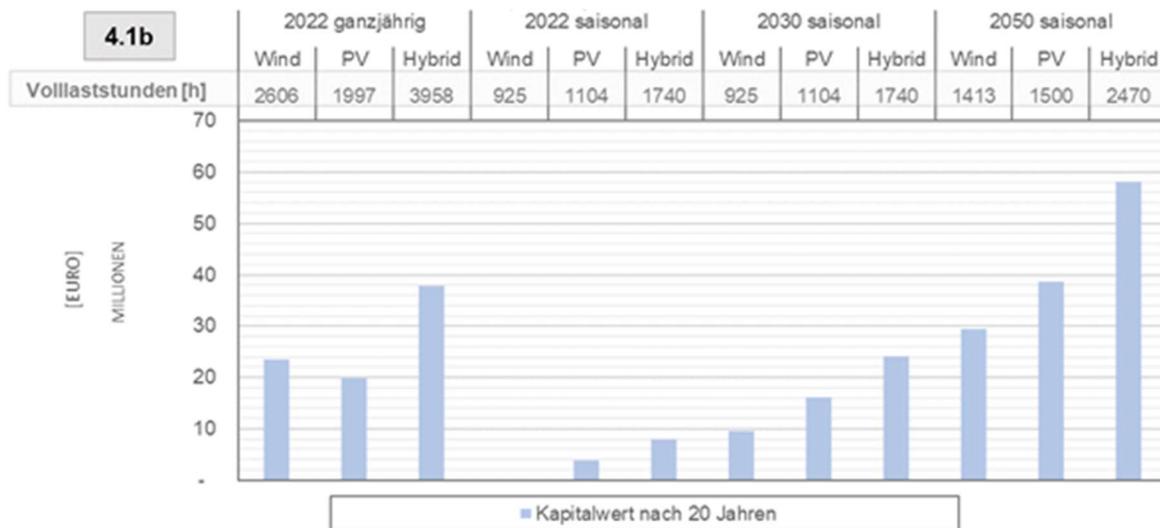


Abbildung 11: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyseur und Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das Gasnetz

Zusätzlich wurde ein Szenario berechnet, bei dem die Wasserstoffproduktion in Kombination mit einem Batteriespeichersystem erfolgte. Durch die Kombination von Elektrolyseur und Batteriespeicher kann der fluktuierende Strominput geglättet werden, was zu einer optimierten Betriebsweise des Elektrolyseurs sowie zu einer Erhöhung der Volllaststunden

führt. Die Betriebsweise des Systems folgt einer klaren Logik, die darauf abzielt, den Strombedarf möglichst direkt durch erneuerbare Energiequellen zu decken. Bei einem Stromüberschuss wird die Batterie geladen, bis ihr maximaler Ladezustand erreicht ist, und erst dann wird Wasserstoff im Elektrolyseur produziert.

Tabelle 8 gibt Einblicke in den ganzjährigen und saisonalen Betrieb eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion für die Jahre 2022, 2030 und 2040/2050 beispielhaft für eine Erhöhung der Volllaststunden um 20 % oder 50 %.

Tabelle 8: Ergebnisse Szenario Wasserstoffproduktion mit Elektrolyseur in Kombination mit Batteriespeicher

Jahr	Betrieb	Anlage	Erhöhung Volllaststunden (%)	Kapazität Batterie (MWh)	Energieinput Summe (MWh/a)	Produzierte Menge (MWh/a)	Volllaststunden (h/a)
2022	ganzjährig	Hybrid	20%	44	59.353	47.490	4.749
2030	saisonal	Hybrid	20%	39	26.113	20.890	2.089
2040	saisonal	Hybrid	20%	40	37.050	29.640	2.964
2022	ganzjährig	PV	50%	76	37.437	29.950	2.995
2030	saisonal	PV	50%	74	20.700	16.560	1.656
2040	saisonal	PV	50%	75	28.125	22.500	2.250

Ein Vergleich der Szenarien, bei denen ein Batteriespeicher zum Einsatz kommt (vgl. Abbildung 12) zeigt, dass die Volllaststunden des Elektrolyseurs vor allem bei Betrachtung der Hybrid-Szenarien wesentlich erhöht werden können. Aufgrund der zusätzlich notwendigen Investition in den Redox-Flow Batteriespeicher sind die Szenarien im Jahr 2022 (saisonalen Betrieb) nicht wirtschaftlich. Bei Betrachtungen des Jahres 2030 zeigt sich, dass jeweils das Szenario mit dem kleinsten Batteriespeicher wirtschaftlich ist, wobei der Hybrid-Park bessere Kapitalwert-Ergebnisse liefert. Im Vergleich zu den zuvor gezeigten Szenarien ohne Batteriespeicher zeigt sich, dass durch den Einsatz des Batteriespeichers in den Jahren 2030 und 2050 höhere Kapitalwerte erzielt werden können. Die Installation eines Batteriespeichers in Kombination mit einem Elektrolyseur bringt also durchaus Vorteile und ist gegenüber der alleinigen Installation eines Batterie-Großspeichers aus wirtschaftlicher Sicht klar zu bevorzugen.

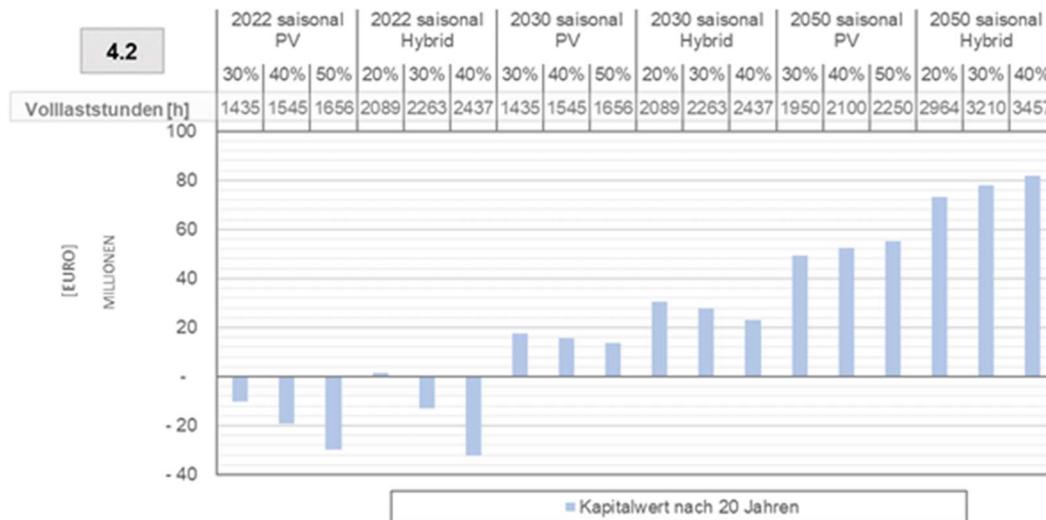


Abbildung 12: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyseur in Kombination mit einem Batteriespeicher

Die durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Parameteranalysen zum Betrieb eines Elektrolyseurs zur Erzeugung von grünem Wasserstoff als eine Möglichkeit der saisonalen Speicherung von Überschussstrom zeigen, dass eine Umsetzung, unter den getroffenen Annahmen – allen voran bereits aus heutiger Sicht (2022) wirtschaftlich möglich scheint. Die Relevanz der Investitionsförderung nimmt, begründet durch die sinkenden Investitionskosten des Elektrolyseurs, in den Jahren 2030 und 2050 ab. Für eine Investitionsentscheidung sind Förderungen aber aus heutiger Sicht ein entscheidender Faktor für die Implementierung von Elektrolyseuren zur Erzeugung von grünem Wasserstoff.

Ausschlaggebend dafür sind neben der Inanspruchnahme von Investitionsförderungen vor allem auch die Nutzung bzw. der Verkauf der beim Elektrolyseur entstehenden Abwärme. Durch den Verkauf können zusätzliche Einnahmen generiert werden, die vor allem in den Szenarien für 2022 und 2030 signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben.

Ein weiterer wichtiger Aspekt für eine mögliche Realisierung von Elektrolyseuren ist die Berücksichtigung der Speicher- und Transportkosten, die in den betrachteten Szenarien eine untergeordnete Rolle spielen. Für Szenario 4.1a und Szenario 4.2 werden diesbezüglich keine Kosten bzw. Transportverluste berücksichtigt, da von einer Direktabnahme durch z.B. ein Industrieunternehmen ausgegangen wird und davon, dass die Kosten für Speicherung und Transport durch den Abnehmer getragen werden.

Rückverstromung von Wasserstoff

Für die Szenarien wurde zum einen die Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffs in einem Druckgaspeicher, dessen Investitionskosten nicht unwesentlich sind, sowie in einem weiteren Szenario Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das Gasnetz und Auspeisung zur Rückverstromung in einer Brennstoffzelle betrachtet. Bei Nutzung des Druckspeichers wurde ein Speicherwirkungsgrad von 91 % (ICLEI European Secretariat GmbH, 2023) angenommen. Es wurde mit einem Rückverstromungswirkungsgrad der PEM-Brennstoffzelle von 50 % (Forndal & Greiff, 2022) gerechnet.

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse für die Szenarien mit Druckgaspeicher, die sich nur unwesentlich von den Ergebnissen mit Gasnetzeinspeisung unterscheiden. Alle betrachteten Szenarien sind aus wirtschaftlicher Sicht negativ zu bewerten, da im Betrachtungszeitraum 2022, 2030 und 2050 in keinem der Szenarien ein positiver Kapitalwert erzielt werden kann. Dies trifft auch auf die Szenarien mit der Erweiterung des betrachteten Systems um einen Batteriespeicher (zur Erhöhung der Volllaststunden) des Elektrolyseurs zu.

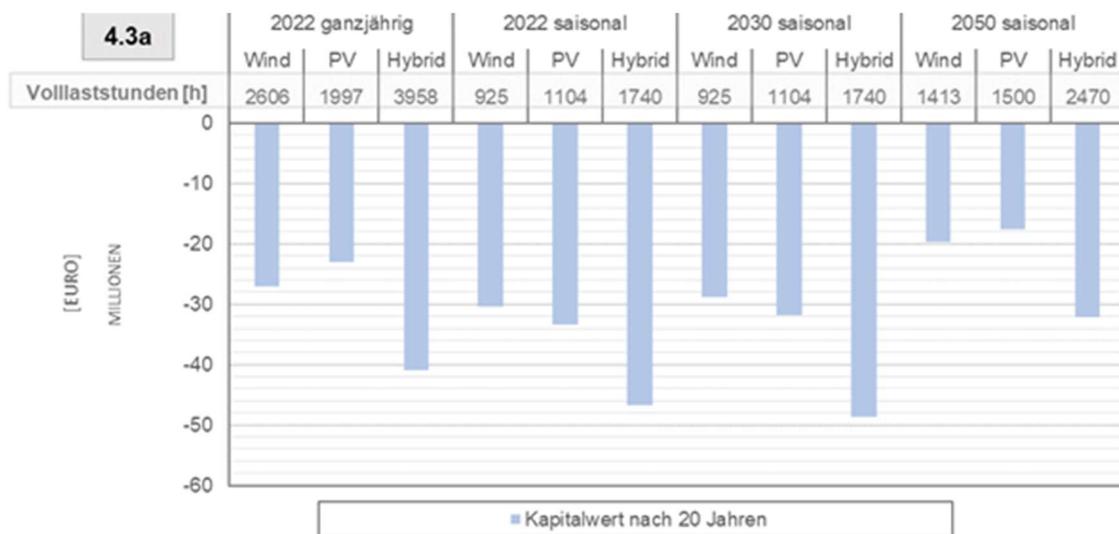


Abbildung 13: Übersicht Szenarien zur Rückverstromung von Wasserstoff und dem Einsatz eines Druckgaspeichers (zur Zwischenspeicherung)

Es wurden mögliche Implementierungsszenarien für 2050 bei Betrachtung des Szenario 4.3b (siehe Tabelle 9) mit PV-Park berechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem entsprechenden Maßnahmenpaket ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage möglich scheint.

Tabelle 9: Variation unterschiedlicher Parameter für ein Szenario zur Wasserstoffrückverstromung mit Einspeisung in bzw. Entnahme aus dem Gasnetz

4.3b PV	Basiswert (2050)	Variante (2050)
Investitionsförderung	30 %	45 %
Wirkungsgrad der Brennstoffzelle	50 %	75 %
CO2-Preis	250 €/t	300 €/t
Herkunftsnachweise	5,67 €/MWh	15 €/MWh
Netznutzungsentgelte Strom	0,015 Euro/kWh Elektrizitätsabgabe	0,001 Euro/kWh Elektrizitätsabgabe
Kapitalwert nach 20 Jahren	- 16 303 042 EUR	683 875 EUR

3.1.4 E-Fuels

In einer weiteren Fallstudie wurde die Produktion von E-Kerosin in Verbindung mit den verschiedenen Erzeugungsanlagen untersucht, wobei zwei Betriebsweisen betrachtet wurden: Strombezug nur aus erneuerbaren Energien und Zulassen von Netzstrom. Ziel war es, die für die Produktion erforderliche Bandlast durchgehend zu gewährleisten. In der Fallstudie wurden bestimmte Annahmen getroffen, um die Parameter festzulegen. Die Leistung der Fischer-Tropsch-Anlage wurde auf 2 MW festgelegt. Des Weiteren wurde ein Elektrolyseur-Wirkungsgrad von 80 % angenommen.

Im ganzjährigen Betrieb des Jahres 2022 zeigen alle drei Anlagen (Wind, PV, Hybrid) eine Energieerzeugung von 157.680 MWh. Im saisonalen Betrieb des Jahres 2022 bzw. 2030 wird eine reduzierte Energiemenge von 66.096 MWh pro Jahr bereitgestellt. Dies führt zu einer Produktion von 248.625 MWh Kerosin, wobei die Anlagen 530 Volllaststunden erreichen.

Im Jahr 2050 werden 401.172 MWh Kerosin produziert, was auf die zusätzlichen Monate negativer Residuallast und damit der geänderten Einsatzstrategie zurückzuführen ist.

Abbildung 14 zeigt die wirtschaftliche Betrachtung der Herstellung synthetischer Kraftstoffe, in der Variante „Strombezug ausschließlich vom Wind-, PV- oder Hybridpark mit Batteriespeicher zur Erhöhung der Volllaststunden“. Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse, wenn auch Strom aus dem Netz zum Betrieb des Elektrolyseurs bezogen wird, wobei hier nur eine Betrachtung der „Hybrid“ Variante erfolgte, da dieser die kleinste Batteriekapazität erfordert.

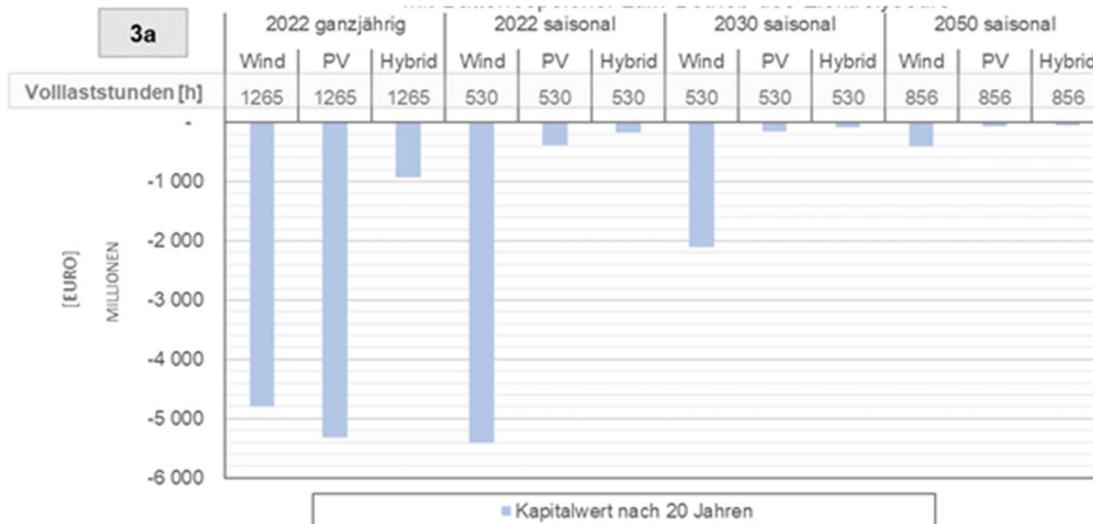


Abbildung 14: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von E-Fuels – Elektrolyseur mit Batteriespeicher

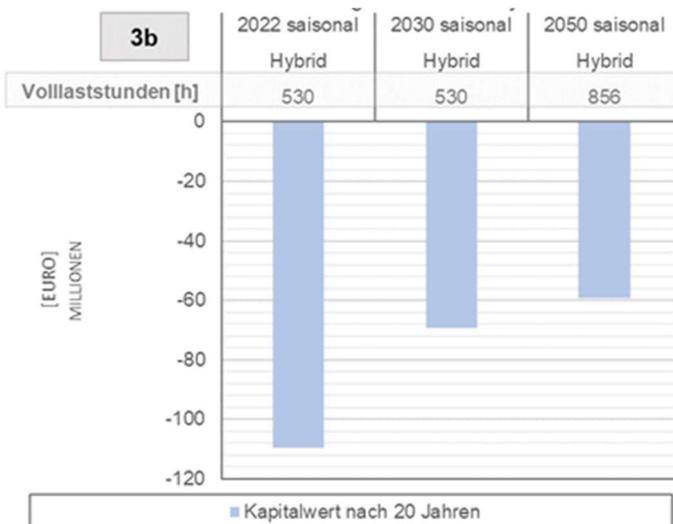


Abbildung 15: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von E-Fuels – Strom von Hybridpark und Netzbezug

Ein Vergleich der beiden Varianten zeigt, dass sich durch den zusätzlichen Strombezug aus dem Netz wesentlich höhere Volllaststunden beim Elektrolyseur ergeben. Auch lässt sich ein wirtschaftlich besseres Ergebnis erzielen, wobei unter den getroffenen Annahmen keines der berechneten Szenarien einen positiven Kapitalwert aufweist.

3.2 Handlungsempfehlungen für den Abbau von Barrieren

Die folgenden Empfehlungen knüpfen an die bestehenden internationalen und nationalen Klima- und Energieziele an und beziehen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die Betrachtungen hinsichtlich relevanter Einflussfaktoren und die durchgeführten Parameteranalysen für die unterschiedlichen Speichertechnologien mit ein.

Die nachfolgende Tabelle 10 fasst die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit und die damit verbundenen Barrieren hinsichtlich der Implementierung saisonaler Speicher zusammen, wobei nicht alle Aspekte in gleicher Weise für alle betrachteten Speichertechnologien relevant sind.

Tabelle 10: Überblick – Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit und damit verbundene Barrieren hinsichtlich der Implementierung saisonaler Speicher

Barrieren	Batteriespeicher	Wärmespeicher	E-Fuels	Wasserstoff
1. Rechtlicher Rahmen und Regulierung				
Gesetzl. Definition Speicherbegriff	X	X		X
Grüngas-Quote				X
Beschleunigung und Vereinheitlichung von Genehmigungsverfahren	X	X	X	X
Herkunftsnachweise für Wärme		X	X	X
Regulierung Wasserstoffinfrastruktur			X	X
Netzentgelte und Abgaben	X	X	X	X
2. Finanzierung inkl. Förderung				
Investitionszuschüsse	X	X	X	X
Förderungen für saisonale Speicherung	(X)	X		X
Marktprämien				X
Tarifförderung	X	X	X	X
3. Markt				
Angebot & Nachfrage Strom	X	X	X	X

Strompreis	X	(X)	X	X
Angebot & Nachfrage Wasserstoff			X	X
Wasserstoffpreis			X	X
Wärmepreis		X	X	X
CO2 Preis	X	X	X	X
Entwicklung Wasserstoffinfrastruktur (bedingt Systemdienlichkeit)			X	X
4. Technologieentwicklung				
System- und Komponententwicklung	X	(X)	X	X

Die Empfehlungen zum Abbau der bestehenden Hemmnisse werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

3.2.1 Rechtlicher Rahmen und Regulierung

Grundsätzlich ist zum Abbau der Barrieren für den Einsatz von Technologien zur (saisonalen) Speicherung von Energie ein klarer gesetzlicher Rahmen erforderlich, der allen Stakeholdern Rechtssicherheit und entsprechende Anreize für eine langfristige Perspektive gibt, und damit Entscheidungen für Investitionen begünstigt.

In Hinblick auf den erforderlichen Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugung und den Einsatz (saisonalen) Speichertechnologien besteht erheblicher Handlungsbedarf auf Seiten des Gesetzgebers, da wichtige Vorgaben, wie bspw. das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), bislang nicht beschlossen wurden. Dies stellt eine wesentliche Barriere hinsichtlich der Erreichung der Klima- und Energieziele dar und hat demnach auch Auswirkungen auf die Umsetzung von (saisonalen) Speicherprojekten. Die wesentlichen Punkte in Bezug auf den Einsatz von Energiespeichern werden in den nachfolgenden Absätzen erläutert.

Rechtliche Definition des Begriffs Energiespeicher

Das österreichische Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) verwendet den Begriff „Stromspeicher“, ohne ihn zu definieren. Zudem haben Speicher keine eigene Rolle im EAG, was relevant für diverse Förderungen und die Ausstellung von Herkunftsnachweisen ist. Im Begutachtungsentwurf zum neuen EIWG (Fassung vom 10.01.2024) wird dieses Versäumnis nachgeholt. Der Entwurf definiert lt. § 6 Z 30 „Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz als eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt. Darunter fallen etwa

Batterien, Pumpspeicher und Konversionsanlagen, wie etwa Elektrolyseanlagen.⁴

Weiters wird in § 71 EIWG festgelegt, dass *„Energiespeicheranlagen je nach Energieflussrichtung als Entnehmer oder Einspeiser zu behandeln sind und den damit zusammenhängenden Rechten und Pflichten nach diesem Bundesgesetz unterliegen“*.

Mit Beschluss des EIWG – möglichst noch im Jahr 2024 - kann somit ein wichtiger Schritt zum Abbau der rechtlichen Barrieren zum Einsatz von Speichern gesetzt werden.

Beschleunigung und Vereinheitlichung von Genehmigungsverfahren

Komplexe und langwierige Genehmigungsverfahren werden als ein wesentliches Hindernis für große Energiespeicherprojekte angesehen (European Commission, Directorate-General for Energy, 2023). Durch das Inkrafttreten der Renewable Energy Directive im November 2023 wird der Druck auf die Mitgliedstaaten verstärkt, den Ausbau und Einsatz erneuerbarer Energieressourcen deutlich zu erhöhen. Die Richtlinie muss bis spätestens Mai 2025 in nationales Recht übergeführt werden, wobei die Umsetzung in Österreich u.a. durch eine Novelle des UVP-Gesetzes sowie ein Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) erfolgen soll. Bislang liegt dazu aber kein Gesetzesentwurf vor, weshalb dahingehend großer Handlungsbedarf auf Seiten des Gesetzgebers besteht.

Auch die überarbeitete TEN-E-Verordnung enthält Bestimmungen zur Erleichterung der Genehmigung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI). Dies dürfte die Genehmigung von Stromspeicherprojekten, die für den PCI-Status in Frage kommen, erleichtern.

Herkunftsnachweise (HKN)

- **Herkunftsnachweise für erneuerbare Wärme (inkl. Abwärme):** In Anlehnung an das bestehende HKN-System für Strom und Gas sollte auch ein Herkunftsnachweisregister für erneuerbare Wärme (inkl. Abwärme) etabliert werden (wie in der RED III Artikel 19 vorgesehen). Die Vermarktung grüner Wärme als eigenständiges Produkt über HKN würde es Wärmeversorgern erlauben, zusätzliche Deckungsbeiträge zur Finanzierung von Projekten zur z.B. Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und Abwärme zu erwirtschaften. Insbesondere im Falle von Wärmepumpen, die mit grünem Strom betrieben werden, und grüne Wärme erzeugen, geht der HKN auf Grund der fehlenden Integration von Wärme in das System aktuell noch „verloren“, was ein wirtschaftliches Hemmnis darstellt Wärmepumpen mit nachgewiesen grünem Strom zu betreiben.

⁴ Erläuterungen zum EIWG Begutachtungsentwurf

- **Gültigkeitsdauer von Herkunftsnachweisen:** Die Gültigkeitsdauer für HKN von 12 Monaten wird im Zusammenhang mit der saisonalen Speicherung als zweckmäßig gesehen und sollte daher auf keinen Fall verkürzt werden, wie dies aktuell bspw. in der Schweiz diskutiert wird.

Grüingasquote

Ziel des Erneuerbaren Gase Gesetzes (Entwurf vom 15.02.2023) ist es, den Absatz von erneuerbaren Gasen in Österreich bis 2030 auf 7,5 TWh zu erhöhen und bis 2040 eine Versorgung mit erneuerbarem Gas sicherzustellen. Die Quote wird allerdings bilanziell über ein gesamtes Jahr gemessen und bewirkt dadurch keinen direkten Vorteil auf saisonale Speicherung von grünem Gas.

Die Einführung einer Grüingas-Quote führt zu einer gesicherten Nachfrage und stellt somit einen positiven Anreiz für höhere Wasserstoff-Preise, wodurch ggf. ein Business Case für Elektrolyseprojekte entsteht. Zur Erreichung der Grün-Gas-Quote und Hebung der vorhandenen Potenziale sind in jedem Fall erhebliche Anstrengungen erforderlich. Die Einführung einer dezidierten Wasserstoff-Subquote könnte gezielte Investitionsanreize schaffen.

In dem Ausmaß, in welchem die Grüingasquote durch Wasserstoff erfüllt wird, bedarf es einer entsprechenden Produktion und Abnahme der Wasserstoffmengen. Der Transport des Wasserstoffs kann dabei grundsätzlich durch Lieferung in ein reines Wasserstoffnetz oder durch Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz erfolgen.

Da aktuell in Österreich noch kein Wasserstoffnetz besteht, bedeutet die Lieferung in ein reines Wasserstoffnetz, dass einige Abnehmer reinen Wasserstoff über dezidierte Wasserstoffleitungen erhalten, während andere Abnehmer weiterhin über das bisherige Gasnetz Methan erhalten. Dies wird durch die bilanzielle Erfüllbarkeit der Quotenverpflichtung, wie sie im EEG-Entwurf vorgesehen ist, ermöglicht.

Dem Blending, d.h. der physischen Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, sind technische Grenzen gesetzt. Aktuell legt die ÖVWG-RL G B210 eine Einspeisungsmöglichkeit von grünem Wasserstoff in einem Ausmaß von 10 % ins Gasnetz vor. In diesem Zusammenhang sollte eine möglichst rasche Anhebung der Grenze auf 20%, wie dies bereits seit 2021 in Deutschland erfolgreich getestet wird, diskutiert werden. Der Erreichung der Grüingas-Quote durch die Einspeisung von Wasserstoff wird aber in gewisser Weise durch die Nationale Wasserstoffstrategie widersprochen, in der festgehalten wird, dass eine Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz angesichts des Bedarfs an reinem Wasserstoff nicht zielführend ist. Aufgrund der Situation, dass der Wasserstoffbedarf die nationale Erzeugung signifikant übersteigt, gilt es zu klären, wie die Grün-Gas-Quote erreicht werden kann und welche Rolle Importe bei der Dekarbonisierung des Gassystems spielen werden.

Neben einem raschen Beschluss sollte auch zeitnahe eine Weiterführung des Stufenplans der Grüngas-Quote bis 2040 diskutiert und Zielvorgaben veröffentlicht werden.

Festlegung des regulatorischen Rahmens für Wasserstoffnetze

Problematisch für den Ausbau der Transportinfrastruktur für Wasserstoff ist derzeit die noch große Investitionsunsicherheit, da noch keine klaren Regelungen zur Abrechnung der Wasserstoffinfrastruktur existieren. Erst sobald dies auf europäischer Ebene entschieden (Gas-Binnenmarktverordnung), und anschließend in die nationale Gesetzeslage übergeführt wird, können entsprechende Maßnahmen umgesetzt werden.

Ziel des Regulierungsrahmens für Wasserstoffinfrastruktur sollte sein, die Fragen nach Kostenanerkennung, Bedarfskoordination, Umwidmung und Entflechtung (Unbundling) festzulegen, um die entsprechenden Infrastrukturinvestitionen auszulösen. Instrumente zur Bedarfskoordination bestehen bereits durch den ÖNIP und die AGGM. Zudem haben einige Transitleitungen bereits den PCI Status der Europäischen Union erhalten.

Netzentgelte und Abgaben

In Österreich gelten Speicher derzeit als „hybride“ Erzeugungsanlagen und unterliegen einer tariflichen Mehrfachbelastung, d.h. Entgelte fallen sowohl beim Einspeichern aus dem Netz als auch bei der Rückspeisung ins Netz an. Auf den notwendigen Speicherausbau wirkt sich das schon seit jeher negativ aus und bedarf einer raschen Reform.

- **Entfall der doppelten Netzgebühren für Batteriespeicher:** Aktuell fallen sowohl für die Entnahme von Strom aus dem Netz für dessen Speicherung als auch für dessen Wiedereinspeisung aus dem Speicher Systemnutzungsentgelte an. Eine Befreiung von einigen Netzentgelten bzw. eine Tarifiereduktion besteht für Pumpspeicher oder Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff ab Inbetriebnahme für 15 Jahre, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist. Diese Ausnahmen sollte nach Ansicht des Konsortiums auch für Batteriespeicher Anwendung finden.
- **Befreiung von Netzentgelten für Speicher (technologieneutral):** Der Fortbestand der Befreiung von netzentgelten für netzdienlich betriebene Elektrolyseure, ähnlich den Pumpspeichern, sollte gesetzlich geregelt werden. Für saisonale Speicher sollte eine generelle Befreiung, ohne zeitliche Befristung vorgesehen werden. Eine Überarbeitung der Energiesteuerrichtlinie und die Umsetzung der Vorschriften des Clean Energy Package könnten dazu beitragen, diese Probleme zu lösen. Im neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz sind diesbezügliche Regelungen vorgesehen: Speicher und Elektrolyseure sollen von den Netzentgelten befreit werden, sofern sie netzdienlich arbeiten.

Diese Regelung ist zu begrüßen, da eine generelle Befreiung zum Abbau regulatorische Barrieren beitragen und Planungssicherheit bei Investitionen schaffen könnte.

- **Reduktion leistungsabhängiger Entgelte**

Die derzeit gültigen Systemnutzungsentgelte erschweren den wirtschaftlichen Betrieb von saisonalen Speichern. Neben energieabhängigen Abgaben, wie z.B. das Netznutzungsentgelt, können auch Pauschale und jährliche leistungsabhängige Kosten ausgesetzt oder reduziert werden, um die Wirtschaftlichkeit von saisonalen Speichern zu verbessern. Dies umfasst beispielsweise die Leistungskomponente der Netznutzungsentgelte und die Erneuerbaren Förderpauschale. Letzter führt insbesondere in den relevanten, höheren Netzebenen, zu deutlichen Kosten für den Speicherbetreiber.

3.2.2 Finanzierung inkl. Förderungen

Investitionszuschüsse für saisonale Speicher (inkl. Wasserstoff)

Die Bedeutung des Begriffs „Stromspeicher“ ist auch im Zusammenhang mit Förderungen nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) relevant. Die EAG-Investitionszuschüsse-Verordnung Strom definiert einen „Stromspeicher“, der für Investitionsförderung in Frage kommt, als *„ein stationäres System, das elektrische Energie der Photovoltaikanlage in Akkumulatoren aufnehmen und in einer zeitlich verzögerten Nutzung wieder zur Verfügung stellen kann“*. Pumpspeicher und erneuerbare Gase sind für Investitions-Förderungen keine Speicher und es gibt bislang (Stand Februar 2024) noch keine EAG-Investitionszuschussverordnung-Gas.

Investitionsförderungen belassen das Risiko bei den Betreibern der Anlagen (Speicher) und verursachen daher die geringstmöglichen Marktverzerrungen (Burger, Aue, & Nussberger, 2023). Allerdings können dadurch größere und über längeren Zeitraum bestehende Förderlücken nicht ausreichend geschlossen werden, bzw. müssten Förderungen bspw. für Anlagen zur Produktion von E-Fuels oder zur Rückverstromung von Wasserstoff sehr großzügig bemessen werden, was zu Konflikten mit dem EU-Beihilfenrecht führen kann. Dahingehend bedarf es zum raschen Ausbau saisonaler Speichermöglichkeiten weiterer Fördermechanismen, die bspw. eine explizite Förderung des saisonalen Betriebs von Speichern vorsehen. So sollte ein gewisses Förderbudget dezidiert für saisonale Anwendungen zur Verfügung stehen, da dies in den meisten Fällen gegenüber anderen Betriebsmodi weniger wirtschaftlich ist.

Marktprämien für Wasserstoffherzeugung

Das bestehende Marktprämienmodell lt. EAG fördert die Erzeugung und den Verkauf von erneuerbarem Strom, aber nicht dessen Speicherung.

Ein Entwurf zum Wasserstoffförderungsgesetz (Fassung vom 19.02.2024) gibt erstmals die Rahmenbedingungen der Förderung zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs vor. Durch die produktionsseitige Förderung durch in Auktionen festgelegte fixe Prämien pro erzeugter Einheit Wasserstoff (in Abstimmung mit der European Hydrogen Bank) kann der Hochlauf der Wasserstoff-wirtschaft angeregt werden. Der Entwurf ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da in der Angebotslegung auch Kosten für die Speicherung von Wasserstoff mitberücksichtigt werden können. Inwieweit das der Fall ist, kann allerdings erst nach Vorliegen der Ergebnisse des 1. Calls der European Hydrogen Bank beurteilt werden.

Etablierung zusätzlicher Marktmechanismen

In Ergänzung zu bestehenden Märkten, welche die Energieversorgung sicherstellen, sollten zusätzliche marktbasierende Anreize für die Errichtung und den Betrieb von saisonalen Speichern geschaffen werden. Dies kann beispielsweise in Form einer strategischen Speicherreserve erfolgen. Durch die entsprechende Vergütung von saisonaler Verlagerung von Energieerzeugung und Energieverbrauch wird einerseits sichergestellt, dass die Versorgungssicherheit gegeben ist, andererseits erhalten durch den marktbasierenden Ansatz die kostengünstigsten Technologien eine Vergütung.

3.2.3 Markt

CO₂ Bepreisung

Die durchgeführten Parameterstudien haben gezeigt, dass die Höhe des CO₂ Preises einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit verschiedener saisonaler Speichertechnologien hat. Allerdings ist auch zu sagen, dass der CO₂-Preis allein nicht genügt bzw. unrealistisch hoch sein müsste, um ausreichend Anreize für Investitionen in die betrachteten Technologien zu setzen.

In Hinblick auf die Ausgestaltung der CO₂-Preise ist es essentiell, dass die Entwicklung und langfristige Höhe tendenziell festgelegt ist, sodass die Unternehmen Planungssicherheit haben. Das ist für ihre Investitionsentscheidungen, ihre strategische Planung und ihre Produktentwicklung entscheidend. Daher sollte so bald wie möglich die weitere Entwicklung des CO₂-Preises über das Jahr 2027 hinaus diskutiert und festgelegt werden.

Auch wenn das Instrument der CO₂-Bepreisung einen Lenkungseffekt hat, so muss er in

Kombination mit anderen Maßnahmen z.B. Förderungen, oder Grün-Gas-Quote gesehen werden, um die festgelegten Reduktionsziele zu erreichen. Dabei spielt auch die Abschaffung klimaschädlicher Subventionen, wie bspw. Steuerbefreiung für Luftfahrtbetriebsstoffe, eine wichtige Rolle. Damit eine explizite CO₂-Bepreisung als Teil eines Maßnahmenbündels Wirkung entfalten kann, muss der gewählte Preis langfristig so hoch sein, Anreize zur Reduktion von Treibhausgas Emissionen bestehen. Eine deutlich höhere, als die derzeit in Österreich vorgesehene Bepreisung würde dem Gedanken eines effektiven Steuerungsinstrumentes Rechnung tragen. Anhand der für das Projekt erarbeiteten Implementierungsstrategien, in denen von einer Änderung mehrerer Parameter ausgegangen wird, wird für 2030 ein CO₂-Preis im Bereich von 120 – 150 €/t CO₂-Äquivalent empfohlen und für 2050 im Bereich von 250 – 300 €/t CO₂-Äquivalent.

Netzdienlichkeit

Durch einen Elektrolyseur (als zusätzliche Last) an der richtigen Stelle kann „netztechnisch“ mehr Strom integriert werden und der Netzausbau verhindert/aufgeschoben werden. Hilfreich wären daher entsprechende „Standortsignale“ seitens der Netzbetreiber, sowie ein geeignetes Anreizsystem. In diesem Zusammenhang ermöglicht der Entwurf des neuen ELWG den gekoppelten Betrieb erneuerbare Erzeugungsanlagen mit einem Elektrolyseur (Stichwort: Direktleitung) und schafft damit Anreize für einen "netzdienlichen Betrieb".

3.2.4 Technologieentwicklung

Die Kosten für neue Technologien zur Langzeitspeicherung von Energie sind im Vergleich zu anderen Flexibilitätslösungen nach wie vor hoch. Daher hängen die politischen Diskussionen stark mit der Notwendigkeit einer weiteren Entwicklung der technischen Leistung und der Kosten von Technologien zur Langzeitspeicherung von Energie zusammen. Es besteht daher auch zukünftig ein erheblicher Forschungsbedarf. Es wird daher empfohlen, die Förderung von Forschungs- und Entwicklungsprogrammen weiter zu intensivieren, insbesondere im Bereich der saisonalen Speicherung erneuerbarer Energien, wie beispielsweise Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen.

4 Fazit und Ausblick

Nationale Ziele für die Energiespeicherung können ein positives Umfeld für die (saisonale) Energiespeicherung schaffen, weshalb eine umgehende Erarbeitung einer nationalen Speicherstrategie empfohlen wird. Die vorliegenden Ergebnisse aus dem Projekt können wichtige Anhaltspunkte dazu liefern. Dies ist auch im Zusammenhang mit der Schaffung klarer gesetzlicher Rahmenbedingungen, durch rasche Ausarbeitung und den Beschluss ausstehender Gesetze, zu sehen.

Im Hinblick auf mögliche weiterführende F&E-Aktivitäten können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden.

Batteriespeicher

Die Größe der Batterie ist von zentraler Bedeutung, da sie die Wirtschaftlichkeit des Systems maßgeblich beeinträchtigt. Aufgrund der erforderlichen Speicherkapazitäten, die anhand der Simulationen berechnet wurden und den dadurch entstehenden hohen Investitionskosten, ist der Einsatz von Batteriespeichern als alleinstehende Maßnahme zur saisonalen Stromspeicherung nicht zu empfehlen. Insbesondere nicht in jenen Dimensionen, die für eine 100%ige Speicherung erneuerbaren Überschussstroms im Burgenland notwendig wären. Hier gilt es zu betonen, dass sich durch kleinere Batterien bei einzelnen Erzeugungsanlagen durchaus positivere wirtschaftliche Ergebnisse erzielen lassen können. Auch in Kombination mit anderen betrachteten Technologien bspw. Elektrolyseuren, bieten sich durchaus Möglichkeiten für einen wirtschaftlichen Einsatz von Batteriespeichern. Bei einer kombinierten Betrachtung dienen sie der kurzzeitigen Speicherung von Wind- und PV-Strom und können dabei einen positiven Beitrag zur Erhöhung der Volllaststunden bspw. bei Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff. Auch die zusätzliche Erbringung von Regelleistung und Netzstabilität ist ein Anwendungsfall für Batteriespeicher Nicht nur im Übertragungsnetz, sondern auch im Verteilnetz können Speicher sinnvoll genutzt werden, um das Netz zu entlasten, erneuerbare Abregelung zu vermeiden und den Netzausbau zu verhindern bzw. zeitlich zu verzögern. Die Implementierung eines großen Batteriespeichers zur saisonalen Speicherung ist aber aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll und sollte daher (aktuell) nicht weiterverfolgt werden.

E-Fuels

Die im Projekt durchgeführten Berechnungen und Parametervariationen zeigen, dass die Produktion von E-Fuels als eine alternative Möglichkeit zur saisonalen Speicherung von erneuerbaren Stromüberschüssen, unter den getroffenen Annahmen, aktuell und auch zukünftig nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Auch bei Berücksichtigung einer Investitionsförderung in Höhe von 30 % müssten die erzielbaren Verkaufspreise weit über den aktuellen bzw. prognostizierten Preisen für E-Kerosin liegen, um die Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können.

Aufgrund der im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen erheblich höheren Produktionskosten und des heutigen Stands der Technologie wird, ohne technologischen Weiterentwicklungen der Anlagenkomponenten (insbesondere hinsichtlich der Abscheidung von CO₂) kein Markthochlauf der Kraftstoffproduktion, stattfinden. Die größte Herausforderung bei der Produktion strombasierter synthetischer Treibstoffe liegt im Bereich der Bereitstellung von ausreichend elektrischem Strom aus erneuerbaren Quellen. Die Gesamteffizienz der Produktion von strombasierten synthetischen Treibstoffen mit CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre liegt in einer Größenordnung von etwa 38-45 % (Verhältnis der eingesetzten elektrischen Energie zum Energiegehalt der gewonnenen Treibstoffe). Dahingehend ist die grundsätzliche Sinnhaftigkeit eines breiten Einsatzes von E-Fuels, abgesehen von speziellen Märkten wie etwa der Luftfahrt, aufgrund vorhandener weitaus effizienterer Alternativen (E-Mobilität) zu hinterfragen. Aus den genannten Gründen werden im Konsortium zum aktuellen Zeitpunkt keine weiteren Überlegungen hinsichtlich der Realisierung einer Anlage zur Erzeugung von E-Fuels im Burgenland angestellt.

Wärmespeicher

Um den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien zu ermöglichen, spielen saisonale thermische Energiespeichern eine wesentliche Rolle, da sowohl die erneuerbare Wärme-Produktion über Solarthermie als auch über Wärmepumpen, die mit Überschussstrom aus Photovoltaikanlagen betrieben werden, verstärkt im Sommer stattfinden kann, und der Wärmebedarf besonders in den Wintermonaten anfällt. Es gibt eine Vielzahl von Speichertechnologien und Anwendungen zur thermischen Energiespeicherung, die sich in Bezug auf Temperaturniveau, mögliche Sektoren und technologische Reife unterscheiden. Relevant für den Einsatz thermischer saisonaler Speicher sind insbesondere niedrige Investitionskosten und niedrige Wärmeverluste. Die Implementierung eines saisonalen Wärmespeichers mit Wärmepumpe ist durchaus realistisch, wenn einerseits die preisgünstigste Technologie, wie im betrachteten Referenzfall ein Erdwärmespeicher, gewählt wird, und andererseits der Betrieb technologisch und organisatorisch sehr effizient gestaltet wird, was zu hohen Wirkungsgraden und niedrigen Wartungskosten führt. Darüber hinaus ist es vorteilhaft, wenn

in Standortnähe ein Bedarf an Niedertemperaturwärme vorhanden ist, wie beispielsweise die Einspeisemöglichkeit in ein Fernwärmenetz mit niedrigen Netztemperaturen.

Wasserstoff

Neben Pumpspeichern verfügt Wasserstoff aktuell über das größte Potential, um wirtschaftlich größere Energiemengen saisonal zu speichern.

- **Wasserstofferzeugung mit Elektrolyseur:**

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass ausgewählte Szenarien unter den getroffenen Annahmen bereits aus heutiger Sicht wirtschaftlich darstellbar sind. Ein wesentlicher Faktor ist dabei der erzielbare Preis für den erzeugten Wasserstoff. Angebot und Nachfrage von Wasserstoff hängen insbesondere von der Entwicklung der Strompreise, deren Volatilität, dem CO₂-Preis und der Verfügbarkeit von Biogas sowie der Entwicklung der Wasserstoff-Infrastruktur ab.

Durch einen Elektrolyseur (als zusätzliche Last) an der richtigen Stelle kann „netztechnisch“ mehr Strom integriert werden und der Netzausbau verhindert/aufgeschoben werden. Der Netzbetreiber sollte Standortanreize setzen, damit dieser Vorteil auch genutzt werden kann. Hinsichtlich der Standortwahl gilt es aber nicht nur das Stromnetz, sondern auch andere Rahmenbedingungen, wie potenzielle Wärmeabnehmer (z.B. Fernwärmenetze), sowie die vorhandene Gas- und zukünftige Wasserstoffinfrastruktur zu berücksichtigen.

Der Bedarf an Wasserstoff ist aktuell und auch bei mittelfristiger Betrachtung größer als die inländische Erzeugung, weshalb eine Einspeisung (Beimischung) von Wasserstoff aktuell nur eine untergeordnete Rolle spielt. Diesbezüglich kann die Einführung der Grüngasquote, wie im Erneuerbaren-Gase-Gesetz festgelegt, aber aktuell noch nicht beschlossen, die Umsetzung erheblich vorantreiben. Hier sind neben der Beimischung in das bestehende Erdgasnetz auch die Pläne zum Bau einer eigenen Wasserstoffinfrastruktur, wie etwa im Projekt „PanHy“⁵, von Relevanz. Zudem kann die Einführung einer Mindestquote zur Verwendung grüner Gase, wie es das Erneuerbare-Gase-Gesetz vorsieht, zu einer Erhöhung der Preise von Wasserstoff bei der Einspeisung in das Erdgasnetz führen.

⁵ <https://www.aggm.at/wasserstoff-transport/>

- Wasserstoff zur Stromerzeugung:

Die Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs ist mit erheblichen Verlusten verbunden. Die durchgeführten Berechnungen und Parametervariationen zeigen, dass aktuell noch erhebliche Hemmnisse zur Rückverstromung von Wasserstoff bestehen. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Berechnungen mit konstanten und keinen zeitlich variablen Großhandelsstrompreisen durchgeführt wurden. Strompreisspitzen, die im zukünftigen Strommarkt, dominiert durch Erneuerbare Erzeugung, auftreten können bieten durchaus Potential für Wasserstoff zur Vermeidung von Strompreisspitzen. Darüber hinaus ist deren Einsatz außerhalb des Energiemarkts, z.B. in Kapazitätsmärkten oder Reservemarkten eine vielversprechende Option.

Die größten Herausforderungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sind:

- Das Fehlen tlw. rechtlicher und regulatoriver Rahmenbedingungen, welche den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft verzögern.
- Das aktuell hohe Marktrisiko bzw. die fehlende Förderlandschaft, welches die Planungs- und Investitionssicherheit reduziert und Investitionen hemmt.
- Die Unsicherheit in Bezug auf mögliche Importmengen welche auch erhebliche Auswirkungen auf Preisentwicklungen für national produzierten grünen Wasserstoff haben kann und so zusätzliches Risiko schafft.
- Infrastrukturseitig wird erwartet, dass eine saisonale Speicherung über Wasserstoff erfolgen kann, da diese deutlich kostengünstiger ist als entsprechende Infrastruktur stromseitig auszubauen. Doch aktuell besteht im Bereich Wasserstoff ein Henne-Ei-Problem - Fehlende Infrastruktur ist eine Barriere für Anwendungsfälle – Fehlende Anwendungsfälle sind eine Barriere für zusätzliche Infrastruktur.
- Technologische Aspekte bspw. Auswirkungen auf die Wasserstoffqualität bei längerer Speicherung; Weiterentwicklung von Elektrolyseuren. Diese Fragen können durch weitere F&E-Aktivitäten adressiert werden.

Basierend auf den Zielen und Plänen des Burgenlands gemäß seiner Klimastrategie 2030 und Speicherstrategie 2030 sind die Ergebnisse aus dem Projekt von hoher Relevanz. Dies geht auch klar aus dem Diskurs mit Expert:innen und Entscheidungsträger:innen hervor. Als Modellregion mit einem Überschuss an erneuerbarer elektrischer Energie, kann das Burgenland eine wegweisende Rolle bei der Entwicklung und Implementierung innovativer Lösungen für die saisonale Speicherung dieser Energie spielen.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen zu Stromgestehungskosten.....	18
Tabelle 2: Annahmen zu Investitions- und Wartungskosten der Speichertechnologien.....	19
Tabelle 3: Preise Energieoutput für 2022, 2030 und 2050	20
Tabelle 4: Erforderliche Speichergröße sowie damit vermiedene Residuallast, Burgenland	23
Tabelle 5: Speichergröße in MWh, Burgenland Mai 2022	23
Tabelle 6: Implementierungsstrategie Wärmespeicher Power-to-Heat Anwendung	26
Tabelle 7: Wasserstoffproduktion in den Jahren 2022, 2030, 2040 Elektrolyseur	28
Tabelle 8: Ergebnisse Szenario Wasserstoffproduktion mit Elektrolyseur in Kombination mit Batteriespeicher	30
Tabelle 9: Variation unterschiedlicher Parameter für ein Szenario zur Wasserstoffrückverstromung mit Einspeisung in bzw. Entnahme aus dem Gasnetz.....	33
Tabelle 10: Überblick – Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit und damit verbundene Barrieren hinsichtlich der Implementierung saisonaler Speicher	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Residuallast 2030 in unterschiedlichen Monaten (Huneke, Perez Linkenheil, & Heidinger, 2019)	6
Abbildung 2: Winderzeugung 32 MW, Neusiedl, 2022	11
Abbildung 3: Simulierte PV-Erzeugung 32 MW, Neusiedl, 2022.....	11
Abbildung 4: Jährliche Unterdeckung und Überdeckung in Österreich in den Jahren 2018, 2019, 2022, 2030, 2040 in MWh.	13
Abbildung 5: Jährliche Unterdeckung und Überdeckung in Burgenland in den Jahren 2018, 2019, 2022, 2030, 2040 in MWh.	14
Abbildung 6: Analyse mittels HeatMap der Monatssummen der Residuallast Österreichs 2018, 2019, 2022, 2030, 2040	15
Abbildung 7: Analyse mittels HeatMap der Monatssummen der Residuallast Burgenlands 2018, 2019, 2022, 2030, 2040	15
Abbildung 8: Betrachtete Technologien.....	17
Abbildung 9: Überblick Ergebnisse Batteriespeicherszenarien Szenarien 2022.....	24
Abbildung 10: Überblick Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsberechnungen für das Szenario Wärmepumpe und saisonaler Wärmespeicher (2022, 2030 und 2050).....	25
Abbildung 11: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyseur und Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das Gasnetz.....	29
Abbildung 12: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyseur in Kombination mit einem Batteriespeicher	31
Abbildung 13: Übersicht Szenarien zur Rückverstromung von Wasserstoff und dem Einsatz eines Druckgasspeichers (zur Zwischenspeicherung)	32
Abbildung 14: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von E-Fuels – Elektrolyseur mit Batteriespeicher	34
Abbildung 15: Übersicht Szenarien zur Erzeugung von E-Fuels – Strom von Hybridpark und Netzbezug	34

Literaturverzeichnis

Bundesministerium für Klimaschutz, U. E. (2022). Energie in Österreich 2021.

Burger, A., Aue, G., & Nussberger, M. (2023). *Roadmap für Wasserstoffnutzung im österreichischen Stromsektor*. Wien: Österreichs Energie.

DENA. (2021). Regelungen zu Stromspeichern. Bonn: Bundesnetzagentur.

ENTSO-E and ENTSO-G. (2022). *TYNDP 2022*. Abgerufen am 21. 3 2023 von <https://2022.entsoe-tyndpscenarios.eu/>.

Europäisches Parlament. (2019). *RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt u. Brüssel: Europäische Union*.

European Commission, Directorate-General for Energy. (2023). *Study on energy storage*. DOI: 10.2833/333409: Publications Office of the European Union.

Forndal, L., & Greiff, J. (2022). *System Study of the TechnoEconomic Potential of a Hydrogen System*. Linköping: Linköping University | Department of Management and Engineering.

Huneke, F., Perez Linkenheil, C., & Heidinger, P. (2019). *Österreichs Weg Richtung 100% Erneuerbare - Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050*. Berlin: Energy Brainpool.

ICLEI European Secretariat GmbH. (12. 05 2023). *Prosumer Technology Database*. Von <https://proseu.eu/resource/prosumer-technology-database> abgerufen

Koste, C., Shammugan, S., Fluri, V., Peper, D., Memar, A., & Schlegl, T. (2021). *Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, Fraunhofer ISE, Freiburg*.

Laa, E., Kimmich, C., Plank, K., & Weyerstraß, K. (2023). *Mut zu angemessener CO₂-Bepreisung*. Wien: IHS.

NEHG. (2022). *Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz 2022. BGBl. I Nr. 10/2022*.

OeMAG. (2023). *Stromhändler – Auktion Herkunftsnachweise Marktpreis Bilanzgruppe*.
Abgerufen am 4. 5 2023 von [https://www.oem-
ag.at/de/marktteilnehmer/stromhaendler](https://www.oem-ag.at/de/marktteilnehmer/stromhaendler)

Wietschel, M., Weißenburger, B., Rehfeldt, M., Lux, B., & Zheng, L. (2023). *Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland - Methode und Ergebnisse*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Abkürzungen

PV Photovoltaik

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at

5 Anhang

Wirtschaftlichkeitsberechnungen		Kapitalwert nach 20 Jahren mit 30% Förderung [in Euro]		
Szenario	Erzeugungsart	2022	2030	2050
Batterie 100 % Einspeisung EE - Residuallast Burgenland	Wind	-803 780 117	-146 051 811	-54 886 435
	PV	-319 886 568	-198 821 754	-79 886 529
	Hybrid	-1 066 271 009	-361 936 893	-134 683 582
Batterie 100 % Einspeisung EE - Residuallast Österreich	Wind	-554 692 501	-149 338 283	-67 076 301
	PV	-346 884 416	-240 687 716	-84 868 732
	Hybrid	-1 122 110 061	-400 841 401	-189 968 583
Batterie Bedarfsauslegung - Residuallast Burgenland	Wind	-5 364 146 172	-2 146 321 657	-586 362 690
	PV	-4 205 131 049	-1 642 673 839	-434 833 190
	Hybrid	-3 877 355 848	-1 505 598 098	-393 615 556
Wärmepumpe und Speicher	Wind	-29 952 884	-32 125 407	-18 299 495
	PV	-29 390 606	-31 984 508	-17 576 130
	Hybrid	-30 832 004	-36 290 709	-18 299 495
Solarthermie und Speicher	Tagesspeicher (HT)	510 344,00		
	Saisonspeicher (NT)	-1 242 871	-6 530 854	-6 519 628
	Saisonspeicher groß (NT)	-7 139 710		
E-Fuels mit Batterie beim Elektrolyseur	Wind ganzjährig	-4 798 934 516		
	PV ganzjährig	-5 321 867 816		
	Hybrid ganzjährig	- 926 703 567		
	Wind saisonal	-5 399 492 447	-2 110 631 106	-397 410 065
	PV saisonal	-383 786 154	-162 813 811	-59 814 059
	Hybrid saisonal	-168 022 161	-86 207 045	-48 582 422
E-Fuels mit Netzbezug	Hybrid ganzjährig	-304 974 727		
	Hybrid saisonal	-109 642 314	-69 234 974	-59 167 180
Elektrolyse zur Wasserstoff- erzeugung ohne Speicher <i>Anmerkung: keine weiteren Kosten z.B. für Transport des Wasserstoffs berücksichtigt</i>	Wind ganzjährig	21 071 958		
	PV ganzjährig	18 052 517		
	Hybrid ganzjährig	34 167 089		
	Wind saisonal	-675 773	10 026 809	28 055 731
	PV saisonal	2 888 154	15 109 648	37 394 034
	Hybrid saisonal	6 407 584	22 529 178	55 856 715
Elektrolyse zur Wasserstoff- erzeugung mit Einspeisung <i>Anmerkung: ohne Berücksichtigung von Verlusten bei der Einspeisung in das Erdgasnetz</i>	Wind ganzjährig	23 468 946		
	PV ganzjährig	19 887 319		
	Hybrid ganzjährig	37 813 054		
	Wind saisonal	168 997	9 471 579	29 351 503
	PV saisonal	3 897 933	16 119 428	38 769 844
	Hybrid saisonal	8 005 531	24 127 124	58 128 169

4.2	Elektrolyse zur Wasserstoff- erzeugung mit Batterie zur Erhöhung der Volllaststunden <i>Anmerkung: keine weiteren Kosten z.B. für Transport des erzeugten Wasserstoffs berücksichtigt</i>	PV ganzjährig 30%	17 769 886		
		PV ganzjährig 40%	9 886 702		
		PV ganzjährig 50%	-507 501		
		PV saisonal 30%	-10 043 512	17 447 288	49 337 344
		PV saisonal 40%	-19 274 793	15 772 000	52 396 683
		PV saisonal 50%	-29 794 917	13 617 343	55 292 702
		Hybrid ganzjährig 20%	53 986 795		
		Hybrid ganzjährig 30%	38 361 775		
		Hybrid ganzjährig 40%	11 977 013		
		Hybrid saisonal 20%	1 415 337	30 465 719	73 312 328
Hybrid saisonal 30%	-12 980 226	27 678 326	77 896 348		
Hybrid saisonal 40%	-31 928 120	23 134 561	81 941 269		
4.3a	Rückverstromung von Wasserstoff (ohne Batterie) mit Druckgasspeicher <i>Anmerkung: Verluste beim Druckgasspeicher berücksichtigt</i>	Wind ganzjährig	-27 056 913		
		PV ganzjährig	-22 998 330		
		Hybrid ganzjährig	-40 913 623		
		Wind saisonal	-30 474 329	-28 793 426	-19 606 369
		PV saisonal	-33 312 930	-31 846 915	-7 516 764
		Hybrid saisonal	-46 648 601	-48 599 941	-2 123 549
4.3b	Rückverstromung Wasserstoff (ohne Batterie) mit Einspeisung in das Gasnetz <i>Anmerkung: Keine Verluste bei der Einspeisung angenommen.</i>	Wind ganzjährig	-20 955 914		
		PV ganzjährig	-18 331 617		
		Hybrid ganzjährig	-31 626 151		
		Wind saisonal	-29 166 088	-28 313 376	-18 465 028
		PV saisonal	-31 744 486	-31 266 582	-16 303 043
		Hybrid saisonal	-44 152 675	-47 662 155	-30 099 880
4.4a	Rückverstromung von Wasserstoff mit Batterie beim Elektrolyseur und Druckgasspeicher <i>Anmerkung: Szenarien für 2030 und 2050 wurden nicht berechnet, da die Gestehungskosten höher sind als der Stromspeicher</i>	PV ganzjährig 30%	-48 807 726		
		PV ganzjährig 40%	-61 058 213		
		PV ganzjährig 50%	-75 811 118		
		PV saisonal 30%	-58 670 169		
		PV saisonal 40%	-71 033 903		
		PV saisonal 50%	-84 726 849		
		Hybrid ganzjährig 20%	-41 794 075		
		Hybrid ganzjährig 30%	-61 196 137		
		Hybrid ganzjährig 40%	-91 376 859		
		Hybrid saisonal 20%	-60 147 742		
		Hybrid saisonal 30%	-78 209 950		
		Hybrid saisonal 40%	-100 777 284		